



Financial Modeling für die Wärmewende

Universität Augsburg, PCA-Vortragsreihe, 17. Juni 2025
Dr. Thomas Reif



Die Themen im Überblick

- I. SONNTAG - Wir über uns
- II. Wärmeversorgung in Deutschland
- III. Einsatzmöglichkeiten der Tiefengeothermie
- IV. Financial Modeling in der Fernwärmeversorgung
- V. Wärmewende - die Sicht der Eigenkapitalgeber
- VI. Wärmewende - die Sicht der Banken
- VII. Case Studies Wärmewende
 - 1. Norddeutsches Becken
 - 2. Bayerische Molasse
 - 3. Oberrheingraben
- VIII. Fazit
- IX. Referenzen des SONNTAG Energie-Team



I. SONNTAG - Wir über uns

- Bei SONNTAG spielen viele Talente zusammen. Multidisziplinär und lösungsorientiert agieren wir seit 1978 als mittelständische Wirtschaftskanzlei im Sinne unserer Mandanten. Mit einem Team aus über 500 Experten verknüpfen wir unterschiedlichste Beratungsfelder.
- Wir gestalten aktiv die Energiewende. Kommunen und Privaten helfen wir, erneuerbare Energieprojekte zu initiieren und umzusetzen, Versorgungsunternehmen zu gründen, zu erweitern und zu betreiben.
- Die Beratung bei der Nutzung Tiefer Geothermie für die Wärmewende und zur Stromerzeugung ist seit 2004 das Spezialthema unseres Energie-Teams.

Recht

- Verträge
- Genehmigungen
- Vergabeverfahren

Betriebswirtschaft

- Financial Modeling
- Controlling
- Organisation

Finanzierung

- Darlehen
- Fördermittel
- EU-Beihilfenprüfung



Schwerpunkt Energie, KWK und Geothermie

- Das SONNTAG Energie-Team bringt die Energiewende voran
- Das Team berät seit 2004 Projektgesellschaften bei der Planung, der Umsetzung und dem Betrieb von Fernwärme- / KWK-Projekten
- Gestaltung und Verhandlung von Verträgen über Tiefbohrungen sowie Kraftwerkslieferungen
- Wirtschaftlichkeitsanalysen für über 50 Wärmeprojekte
- Finanzierung von Energieprojekten mit Verantwortung / Unterstützung unseres Teams:

Investitionsvolumen
über 1.000 Mio. Euro

Kreditvolumen
über 500 Mio. Euro

Fördermittel /
Zuschüsse
über 150 Mio. Euro

(Summe aller umgesetzten oder in der Umsetzung befindlichen Projekte, Stand 06/2025)



Teamleiter Dr. Thomas Reif



1992 Universität Freiburg
Dipl.-Volkswirt

1993 Universität Freiburg
1. Staatsexamen
Rechtswissenschaften

1996 2. Staatsexamen
Rechtswissenschaften

2000 Fachanwalt f. Steuerrecht

2002 Universität Freiburg
Promotion Dr. rer. pol.
(Betriebswirtschaftslehre)

Seit 2023 SONNTAG & PARTNER, Augsburg,
Of Counsel, Bereich: Energie- und
Infrastruktursektor

2009 - 2022 [GGSC] Augsburg, Partner, Bereich:
Energie- und Infrastruktursektor

2007 - 2009 SONNTAG & PARTNER, Augsburg,
Partner, Bereich: Geothermie,
Infrastruktursektor

2004 - 2007 SCHEIDLE & PARTNER, Augsburg,
Partner, Bereich: Steuern, Geothermie,
Energie

2003 - 2004 BECKER BÜTTNER HELD, München

2000 - 2003 SCHMITT, HÖRTNAGL + PARTNER,
Leipzig

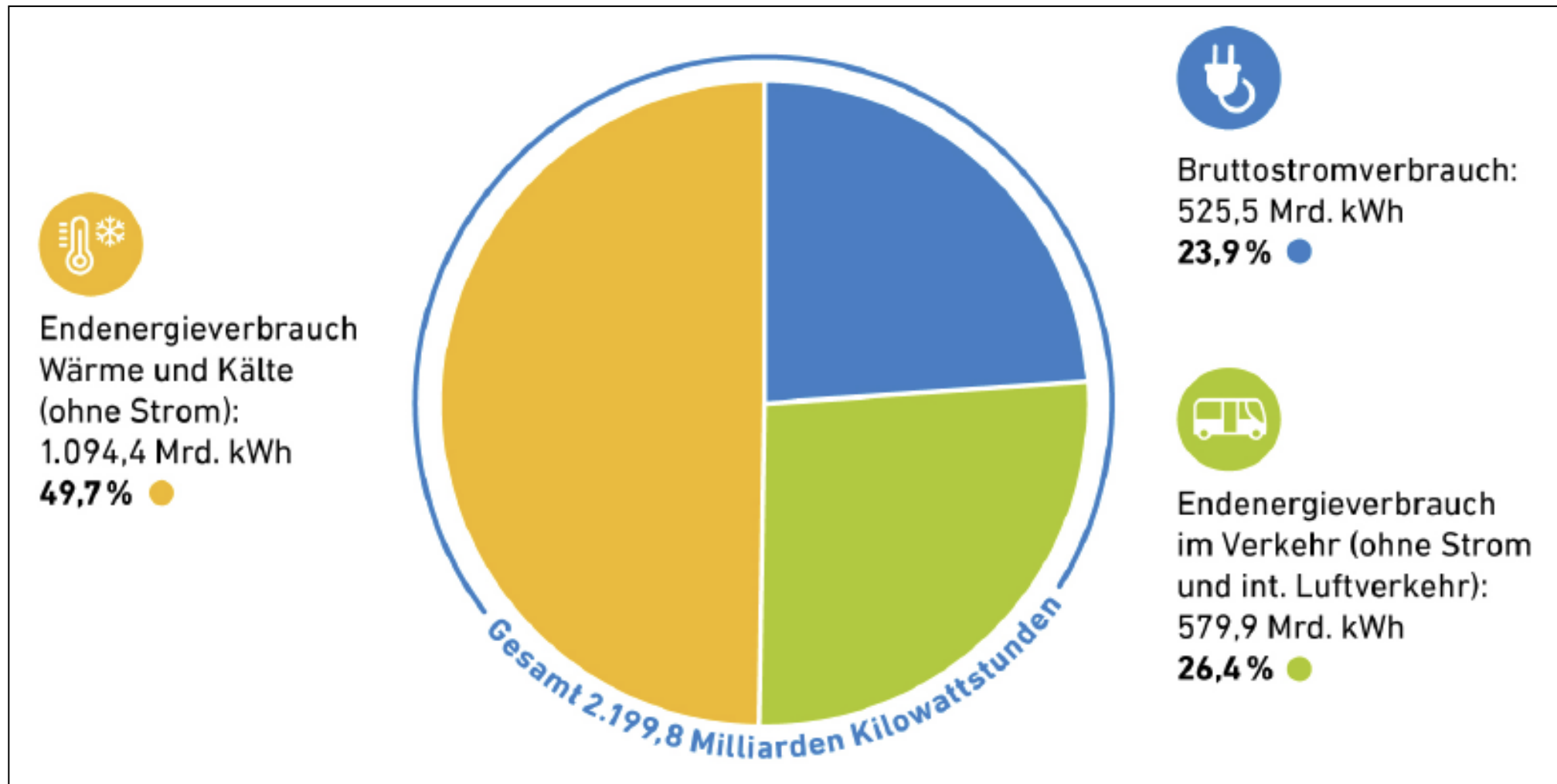
1994 - 2000 FOHR, DEHMER + PARTNER, Freiburg

1993 -1994 ARTHUR ANDERSEN,
und 1996 Stuttgart, Johannesburg,

- Beratung zahlreicher Erneuerbarer Energieprojekte (Wärme / Strom)
- Finanzierung und Fördermittel
- Due Diligence Prüfungen bei Wärmeversorgern und Kraftwerksbetreibern
- Unternehmensbewertungen im Energiebereich
- Beratung zahlreicher Stadtwerke bei Umstrukturierungen (Konzessionsmodelle, Preise, Netzübernahmen)
- Preiskalkulation und Tarifgestaltung (Wasser und Wärme)
- Prüfung von Preisen und Verträgen der Wasserwirtschaft für Kartellbehörden und Versorger
- Langjährige Prozessführungserfahrung - mehrfach bis zum BGH - im Bereich der Versorgungswirtschaft zu preis-, energie- und kartellrechtlichen Themen
- Autor im Münchener Kommentar zum Europäischen und Deutschen Kartellrecht
- Autor im Berliner Kommentar zum Energierecht

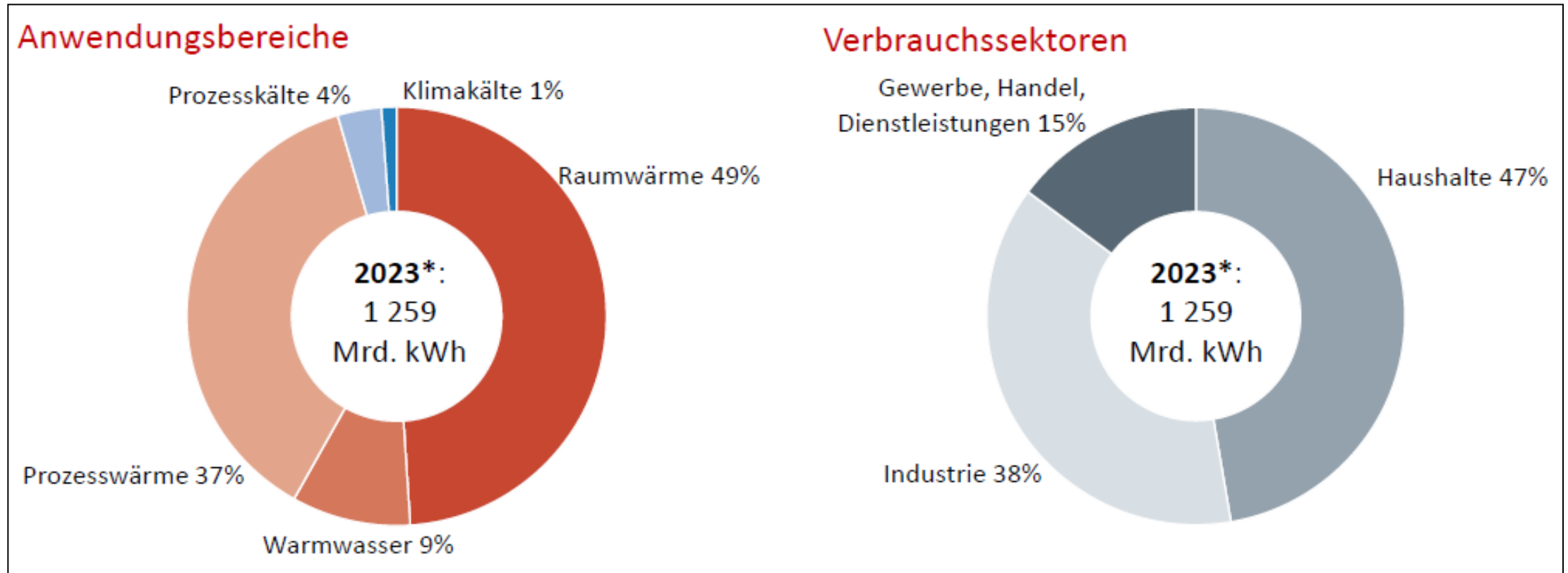
II. Wärmeversorgung in Deutschland

Auf die Wärmeversorgung entfallen ca. 50% des Endenergieverbrauchs in Deutschland



Quelle:
Umweltbundesamt,
AG Energiebilanzen /
Agentur für
Erneuerbare
Energien 2024

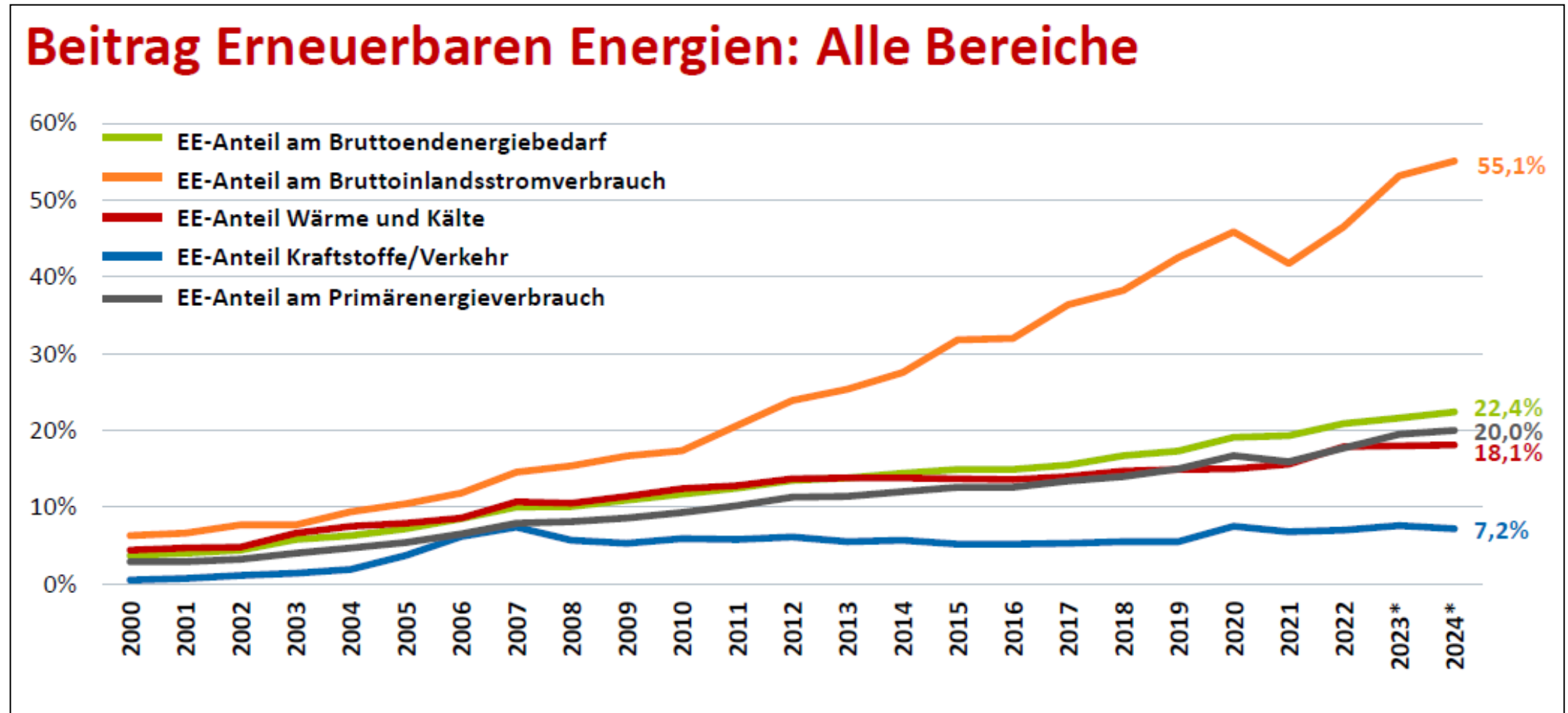
Und wofür / von wem wird die Wärme genutzt?



Quelle: Umweltbundesamt, AG Energiebilanzen / BDEW 2024

Also zu ca. 60% für Raumheizung und Warmwasser, was also ca. 30% des Endenergieverbrauchs in Deutschland ausmacht

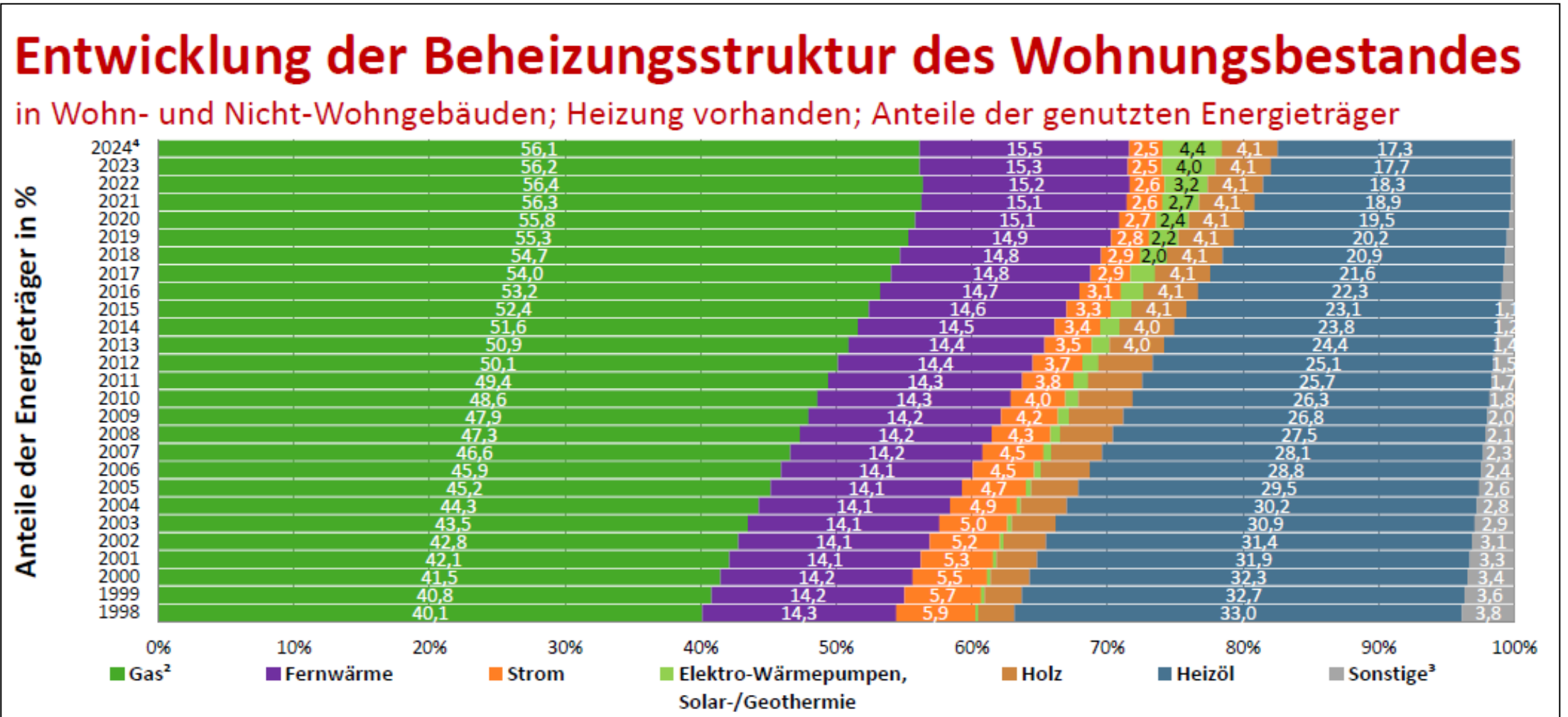
Und wie ist der Anteil der Erneuerbaren bei der Wärme?



Quelle: Umweltbundesamt, AG Energiebilanzen / BDEW 2024

Zu < 20% aus Erneuerbaren Energien ohne große Veränderung in den letzten Jahren

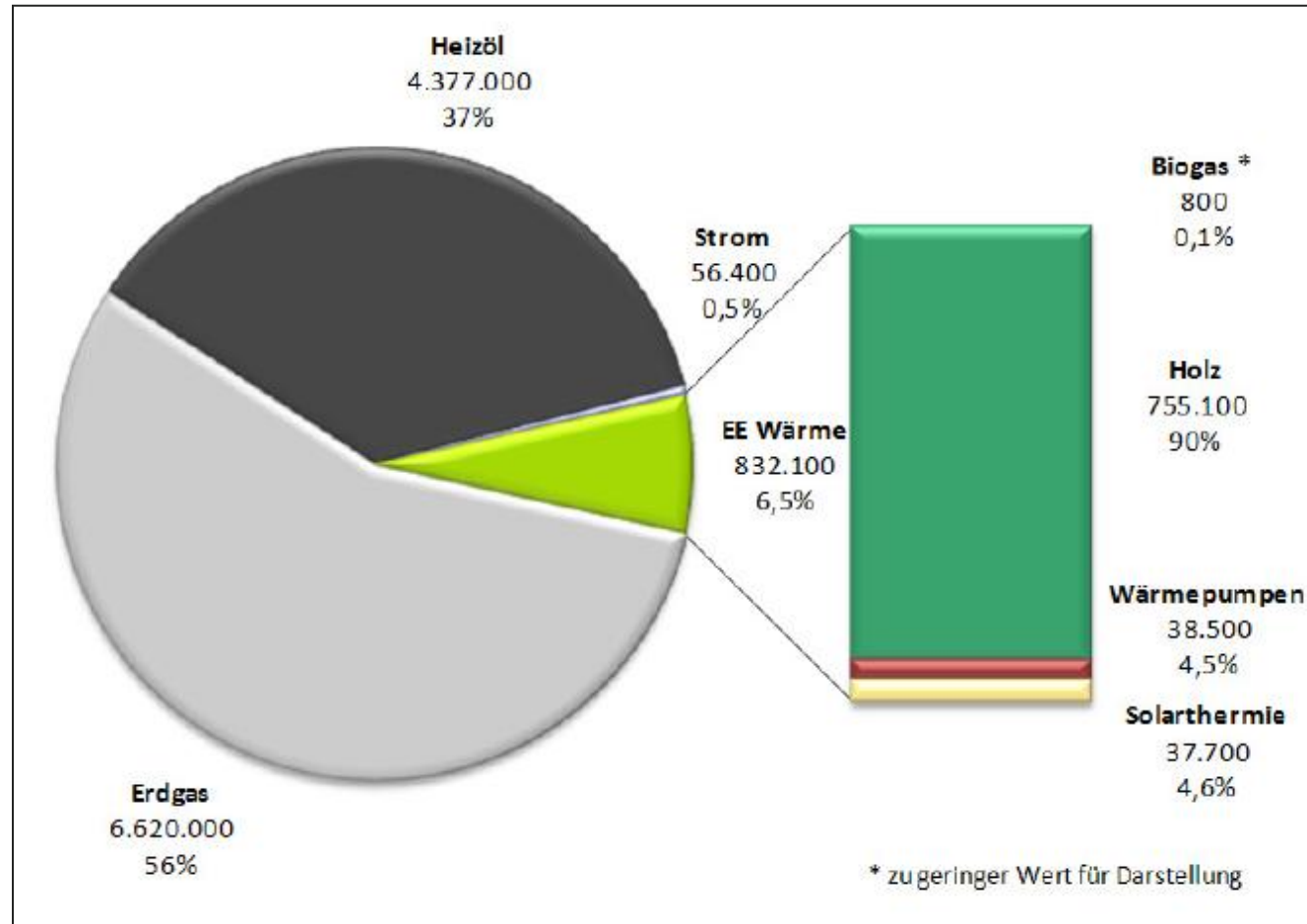
Und wie ist die Ausgangslage im Wohnungsbestand?



Über 70% heizen mit Gas und Öl

Quelle: Umweltbundesamt, AG Energiebilanzen / BDEW 2024

Stand der Wärmewende in der Region



- Der Wirtschaftsraum Augsburg heizt im Jahr 2009 nur zu 6,5% mit Erneuerbaren, davon stammen 90% aus der Nutzung von Holz.
- Deutschland heizt im Jahr 2009 zu 11,4% mit Erneuerbaren.
- Fazit (bei aller Unschärfe): Unsere Region war (ist?) jedenfalls kein Vorreiter der Wärmewende!

Quelle: Regionales Klimaschutzkonzept Wirtschaftsraum Augsburg (2011)

Die **Datenbasis** ist aus **2009**, die Verteilung ist aber genau wie sonst in Deutschland → danach hat sich in Deutschland wenig geändert, also wohl auch kaum bei uns in der Region

Deutschland braucht also endlich auch die Wärmewende

Die Wärmeversorgung der Bürger erfolgt zu ca. 84% mit individuellen Lösungen


- Insgesamt zu ca. 73% durch Gas oder Öl, also abhängig vom Weltenergiemarkt!
- Es gibt im Bestand geringe technologische Flexibilität und keine Skaleneffekte
- Über 30% der Heizanlagen sind älter als 20 Jahre und modernisierungsbedürftig

Von ca. 40 Mio. Wohnungen werden nur ca. 16% mit Fernwärme versorgt

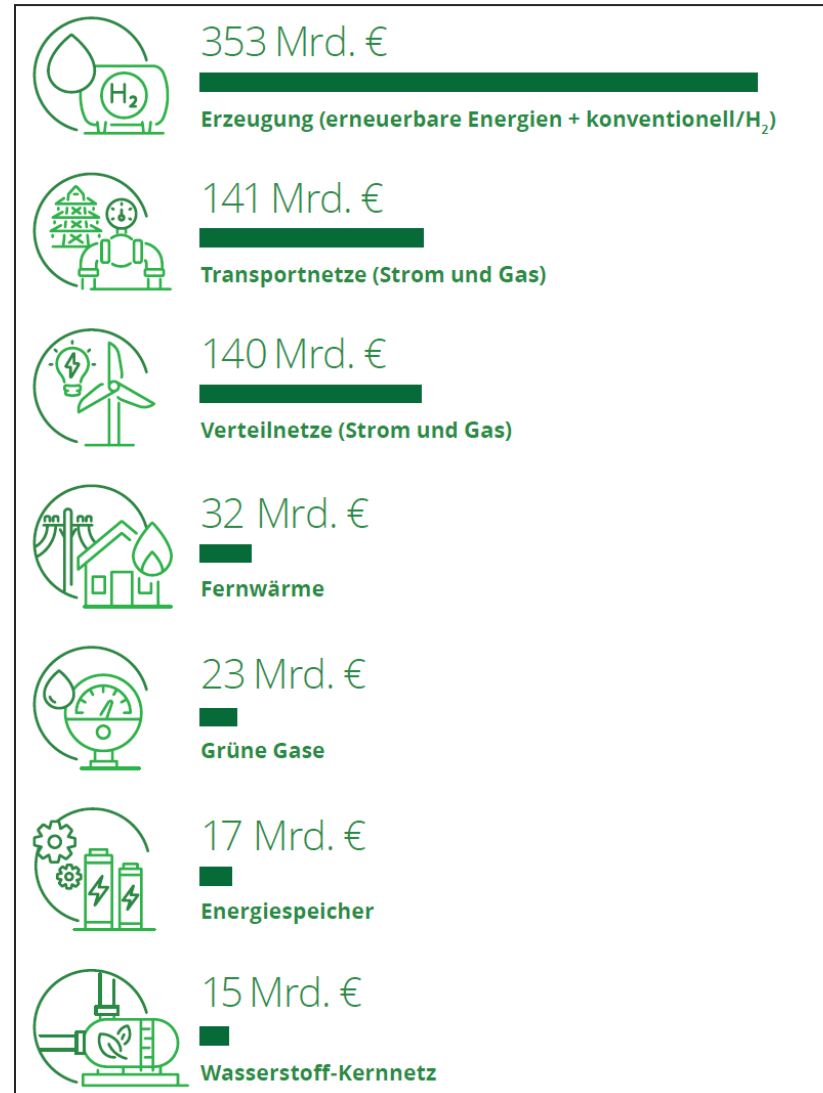
Ziele der Bundesregierung :

- 50% klimaneutrale Wärme bis 2030
- mehr als 30% der Wärmeversorgung aus Wärmenetzen (Dänemark heute: ca. 60%!)

 **Hier besteht großer Handlungs- / Netzausbaubedarf!**

 **Ohne massiven Fernwärme(netz)ausbau kann die Wärmewende (im Bestand) nicht gelingen**

.... und viel Geld / über 700 Mrd. Euro allein für die Energiewende

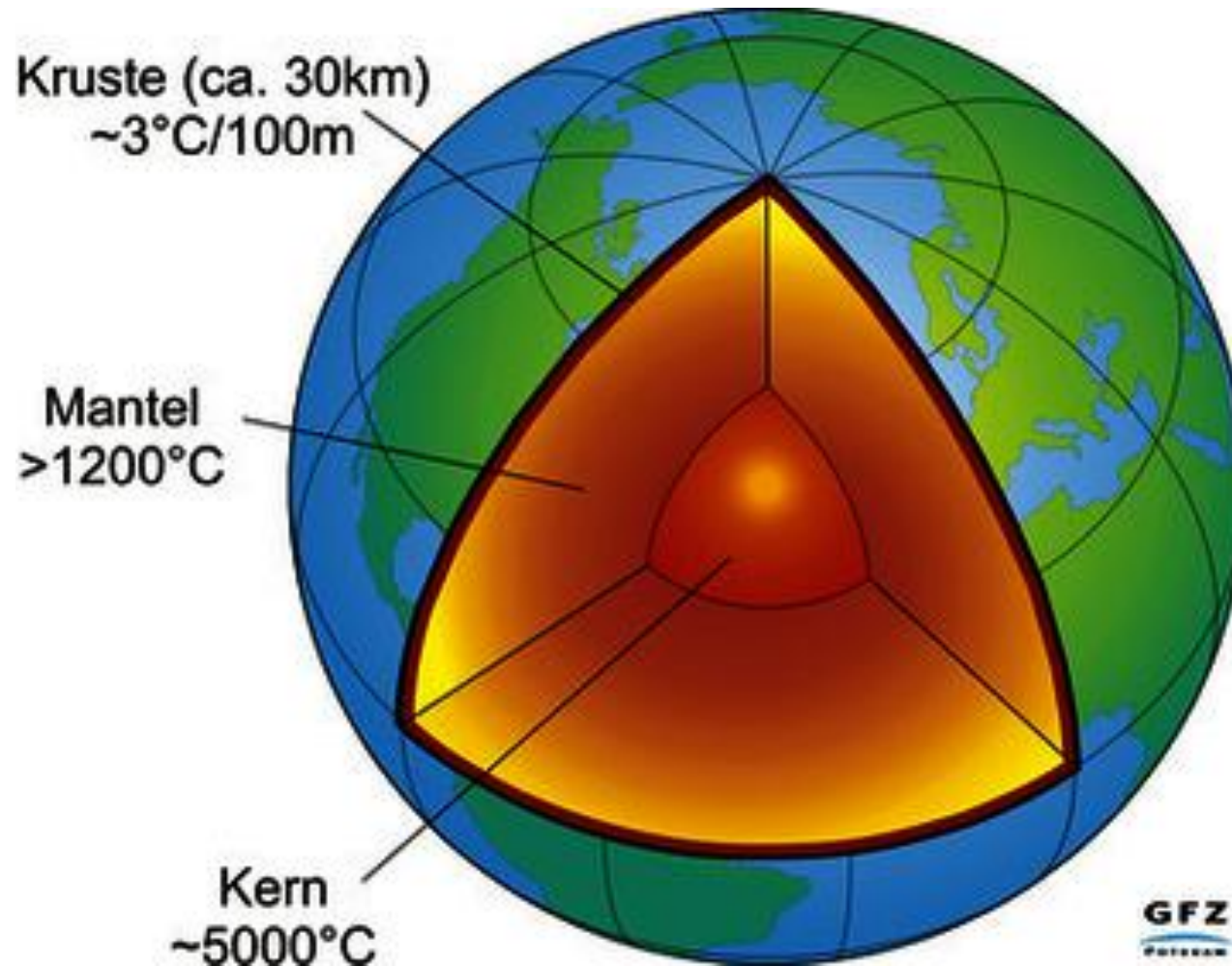


Dazu kommt der Finanzierungsbedarf in den Sektoren

- **Verkehr**
- **Wasser**
- **Abwasser**
- **usw.**

in ähnlicher Größenordnung

III. Einsatzmöglichkeiten der Tiefengeothermie

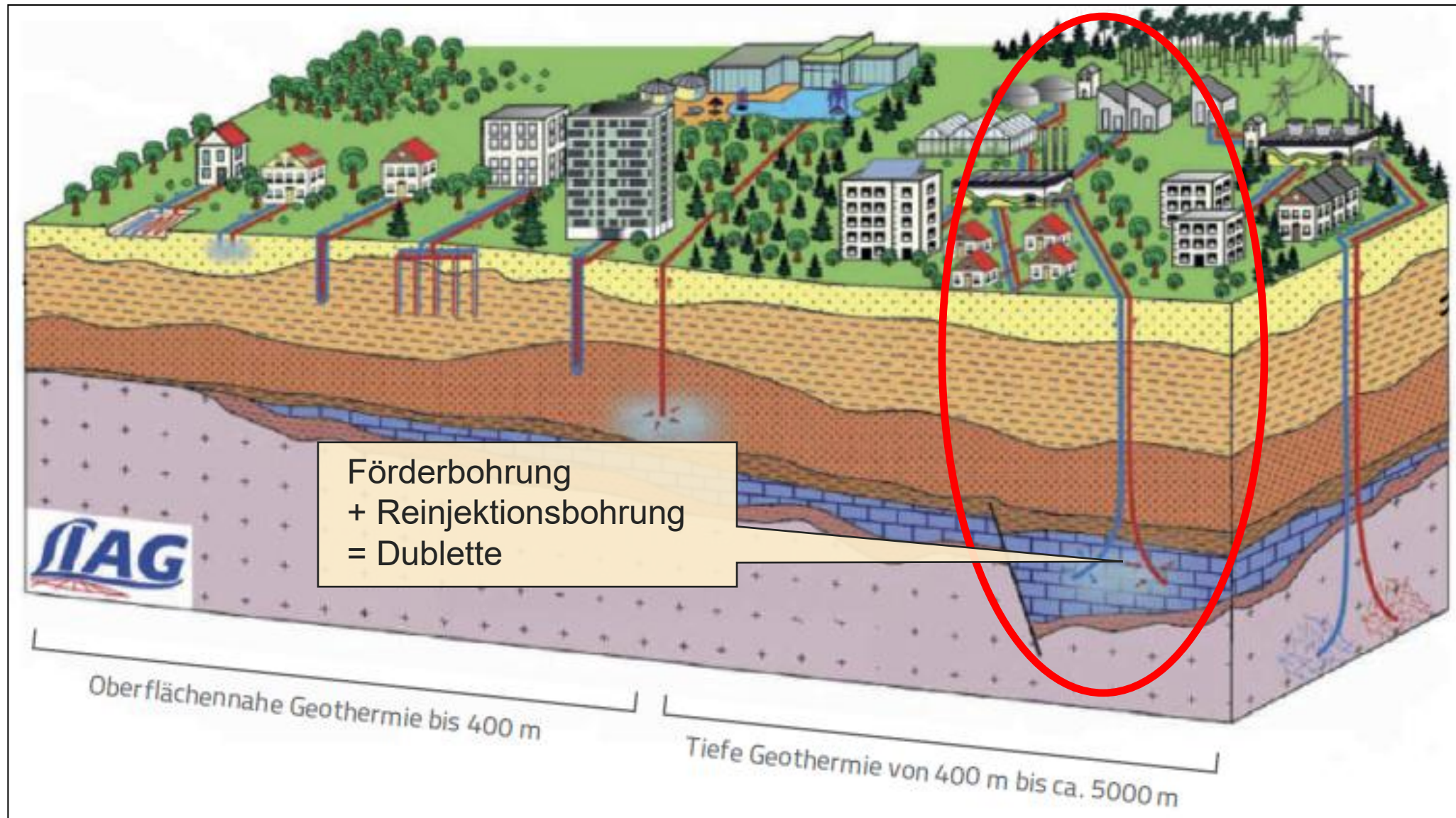


Quelle: GFZ

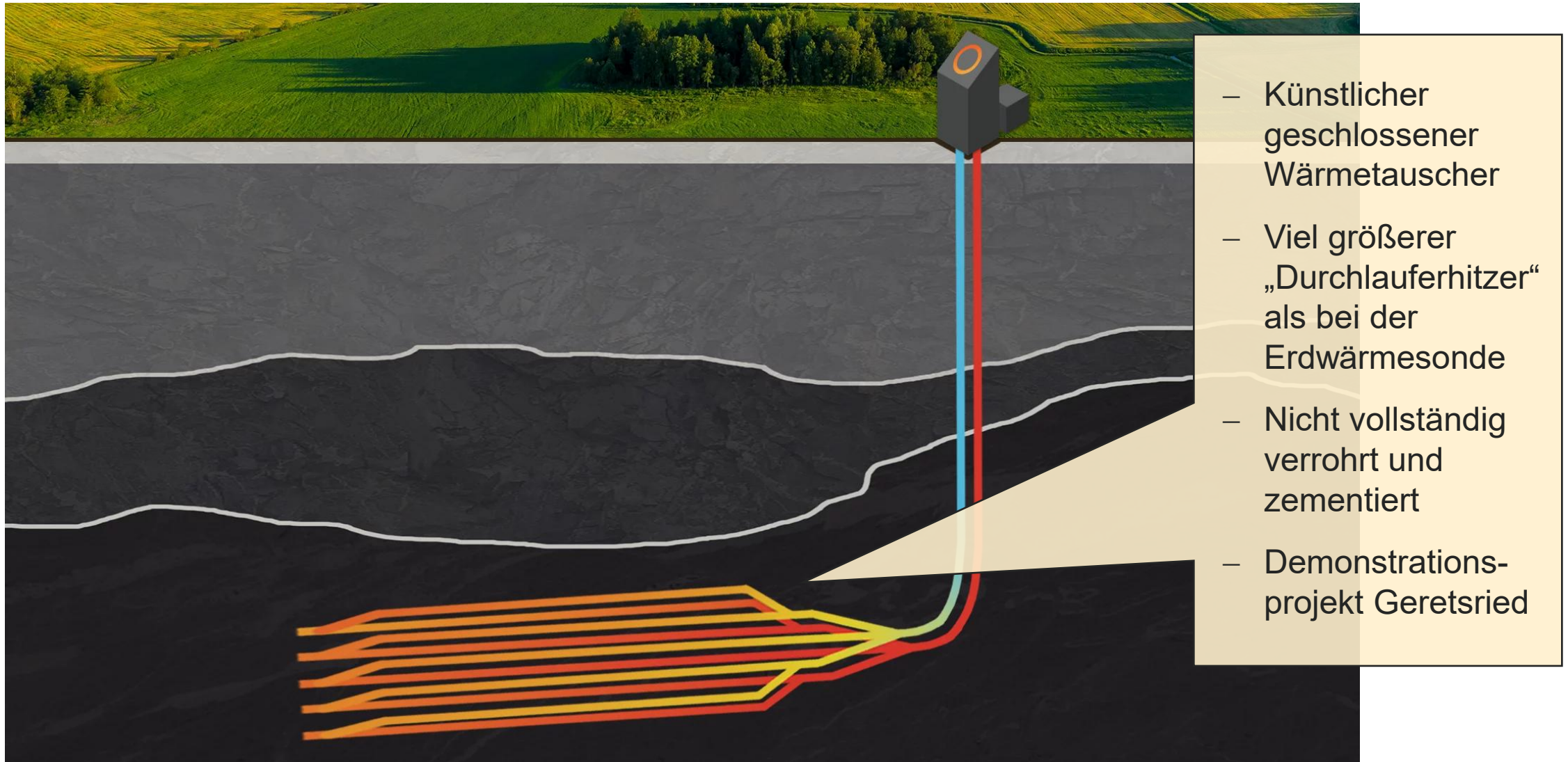
Erdwärme:

- Der Hauptanteil der an der Erdoberfläche bereitgestellten Wärme wird in der Erdkruste beim Zerfall radioaktiver Elemente gebildet.
- Ein kleinerer Anteil resultiert aus Restwärme aus der Entstehungszeit der Erde.
- Im oberflächennahen Bereich (bis ca. 20 m Tiefe) wird der Wärmehaushalt auch durch die Sonneneinstrahlung sowie durch Sicker- und Grundwasser beeinflusst.

Verfahren zur Erdwärmennutzung - hydrothermale Dublette



Neue geschlossene Technik – der Eavor-Loop



Hydrothermale Energiegewinnung

Nutzung von Heißwasser-Aquiferen bzw. Heißwasser-Vorkommen im tieferen Untergrund mit Temperaturen von ca. 40 bis über 150°C

Diese werden mit **zwei Bohrungen ("Dublette")** erschlossen, über die das heiße Wasser gefördert und wieder in den **Aquifer** reinjiziert wird

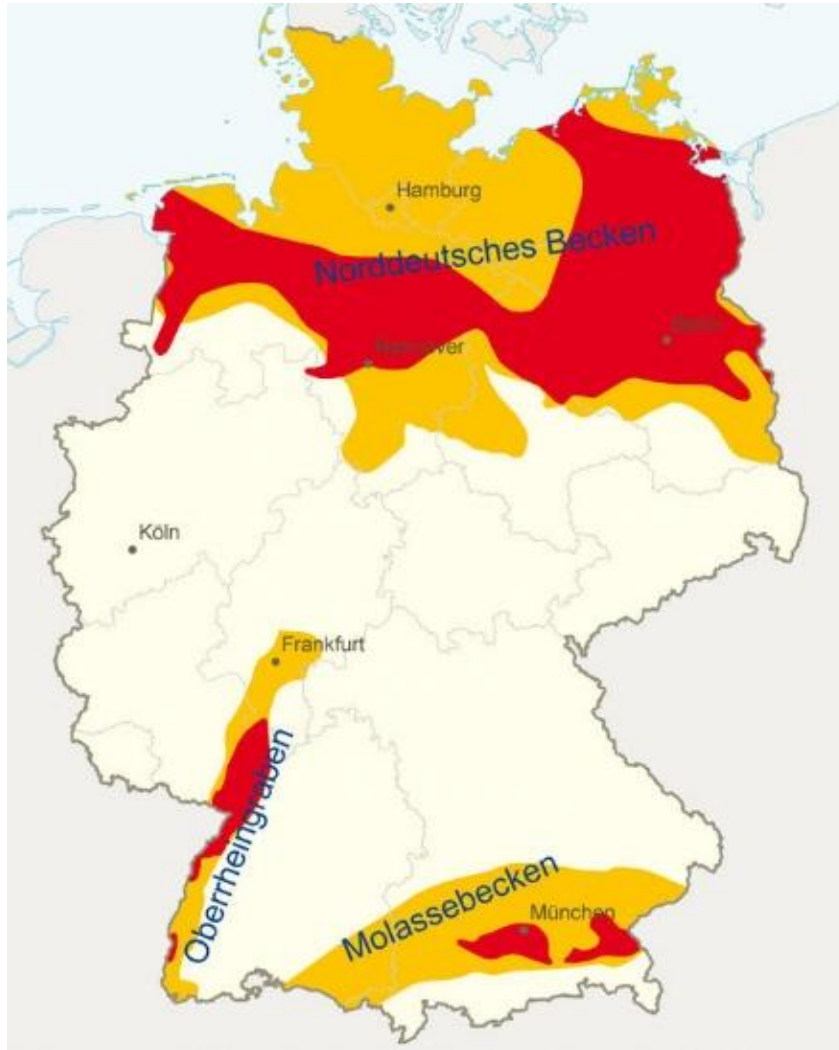
Die Wärmeenergie wird in einer **Heizzentrale** direkt über **Wärmetauscher** an den **Heiznetzkreislauf**

Falls die Temperatur nicht ausreichend hoch ist, müssen (zentrale / dezentrale) Wärmepumpen zugeschaltet werden, je nach Temperaturbedarf beim Verbraucher

Bei Temperaturen über 115°C und hohen Fördermengen ist auch eine geothermische Stromerzeugung technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll

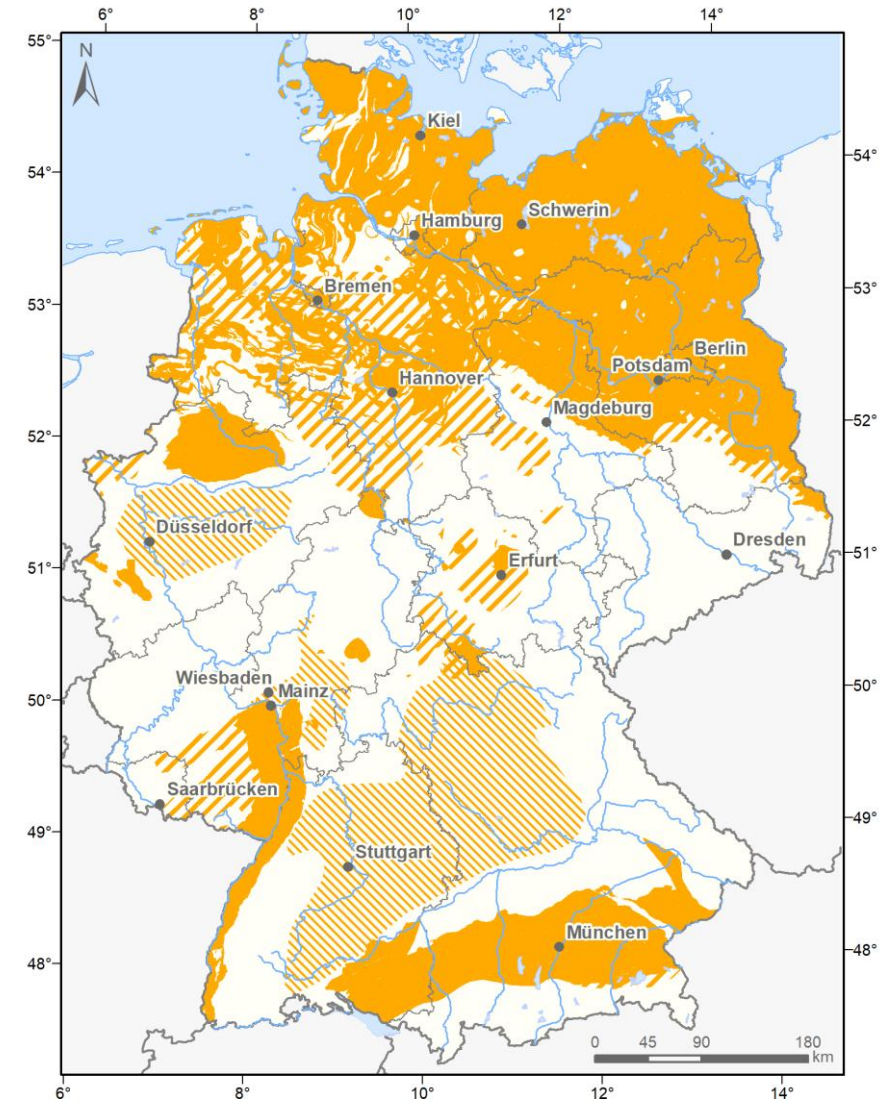
→ **Hydrothermale Geothermie kann über 25% des Wärmebedarfs in Deutschland decken (Roadmap to Geothermie, Fraunhofer IEG, 2022)**

Hydrothermale Tiefengeothermie in Deutschland und Bayern



Karte: Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG)

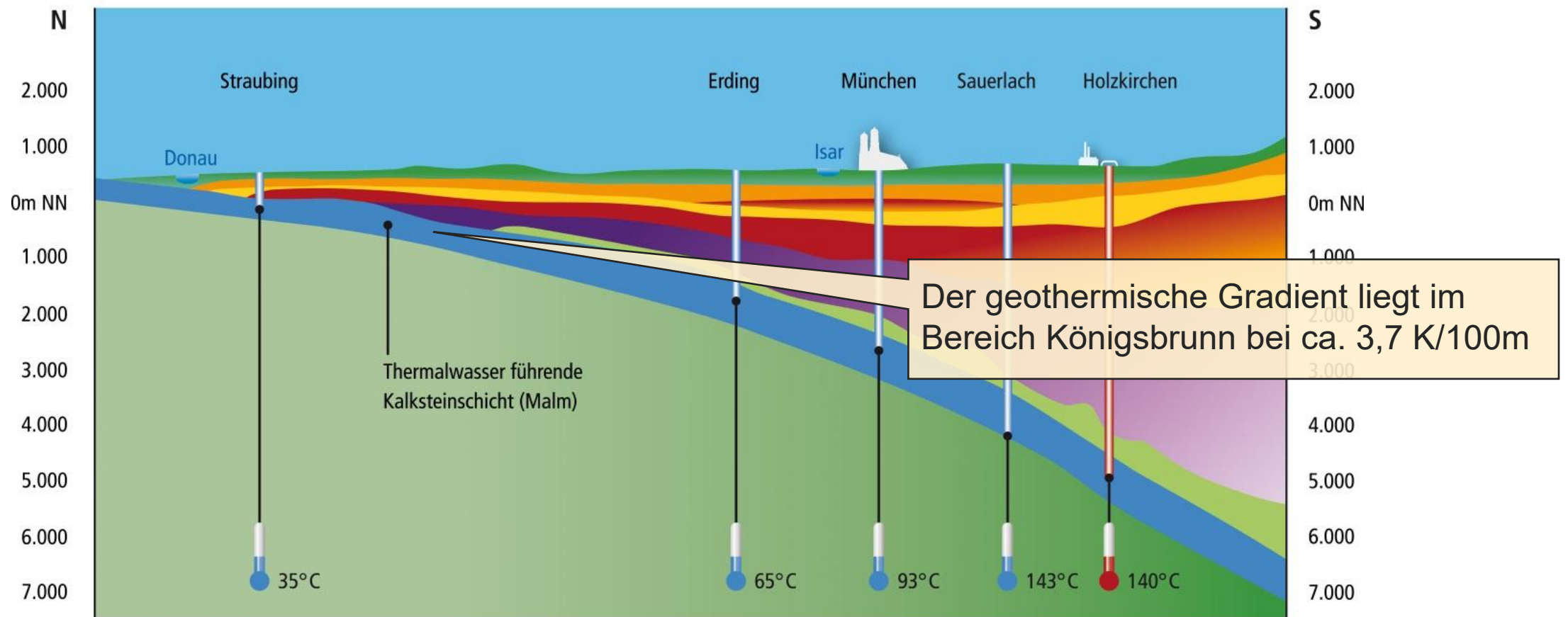
Wissensstand li. ca. 2000 und re. 2019



Hydrothermische Ressourcen ab 40°C

durch Daten angedeutet
 untersuchungswürdig
 geowissenschaftlich hergeleitet

Der Malm - Ziel der hydrothermalen Energiegewinnung in Bayern



Quelle: Hoch 3 GmbH, München

Der Malm-Aquifer fällt von Norden in Richtung Süden ab, seine Oberkante liegt bei Augsburg etwa 400 m unter NN, südlich von Schwabmünchen etwa 1.000 m unter NN

Wärmeversorgung und Stromerzeugung in Bayern

erschließbare Temperaturen im Malmkarst von 40 - 160°C bei Bohrteufen von 800 - 5.500 m über ausreichende Ergiebigkeiten von 30 - 150 l/s

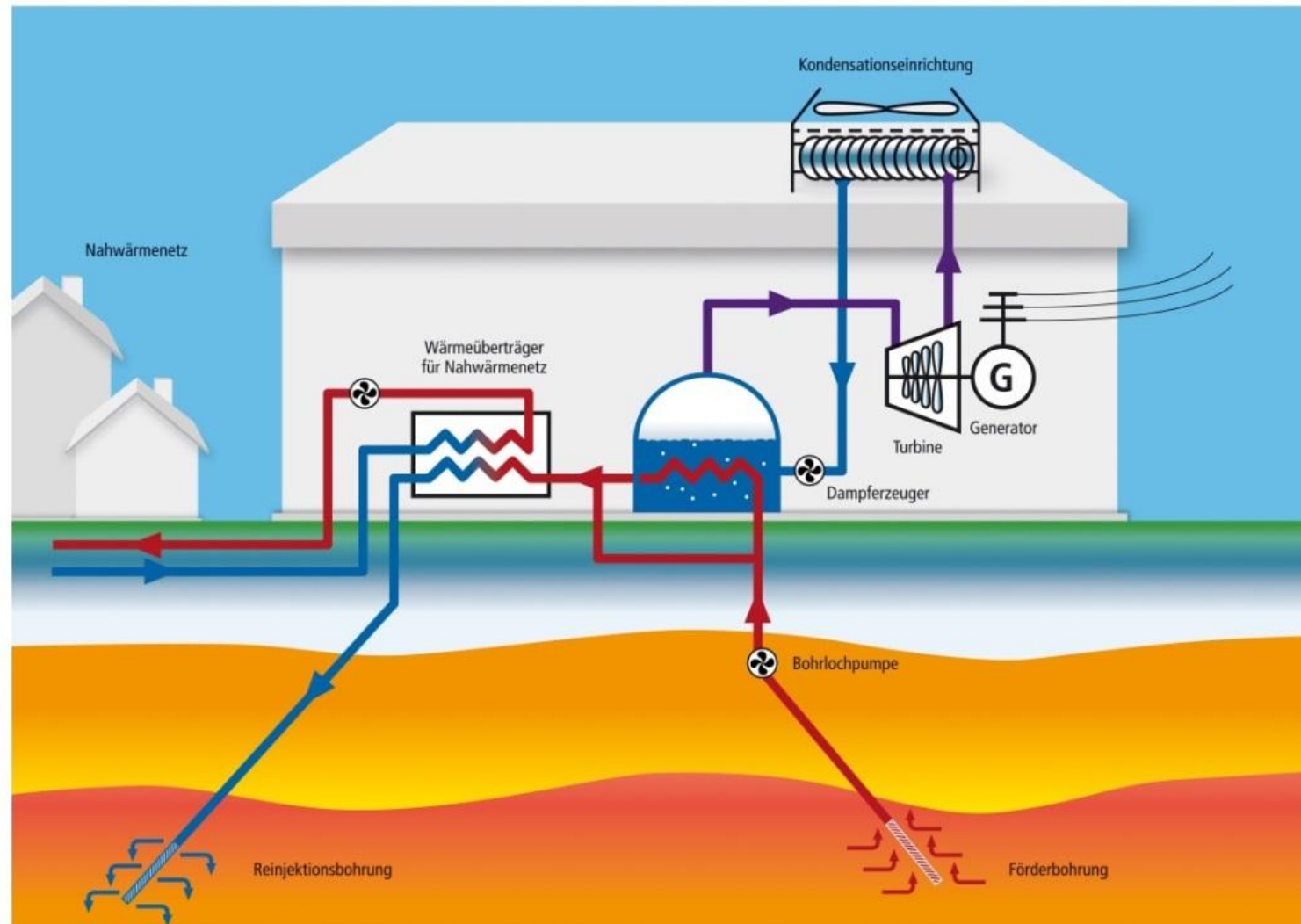
Der geothermische Gradient liegt im Durchschnitt bei ca. $> 3^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$,

im niederbayerisch-oberösterreichischen Molassebecken verbreitet deutlich darüber (geothermische Anomalien)

Im Bereich der geothermischen Nutzungen wurden in Bayern in den letzten 15 Jahren sogenannte hydrogeothermale Mehrfachbohrungen bzw. Doubletten und Tripletten gebaut

In Bayern sind derzeit 25 Anlagen zur Wärmeversorgung und/oder Stromerzeugung in Betrieb bzw. im Probebetrieb

Nutzung schematisch – Wärme und Strom

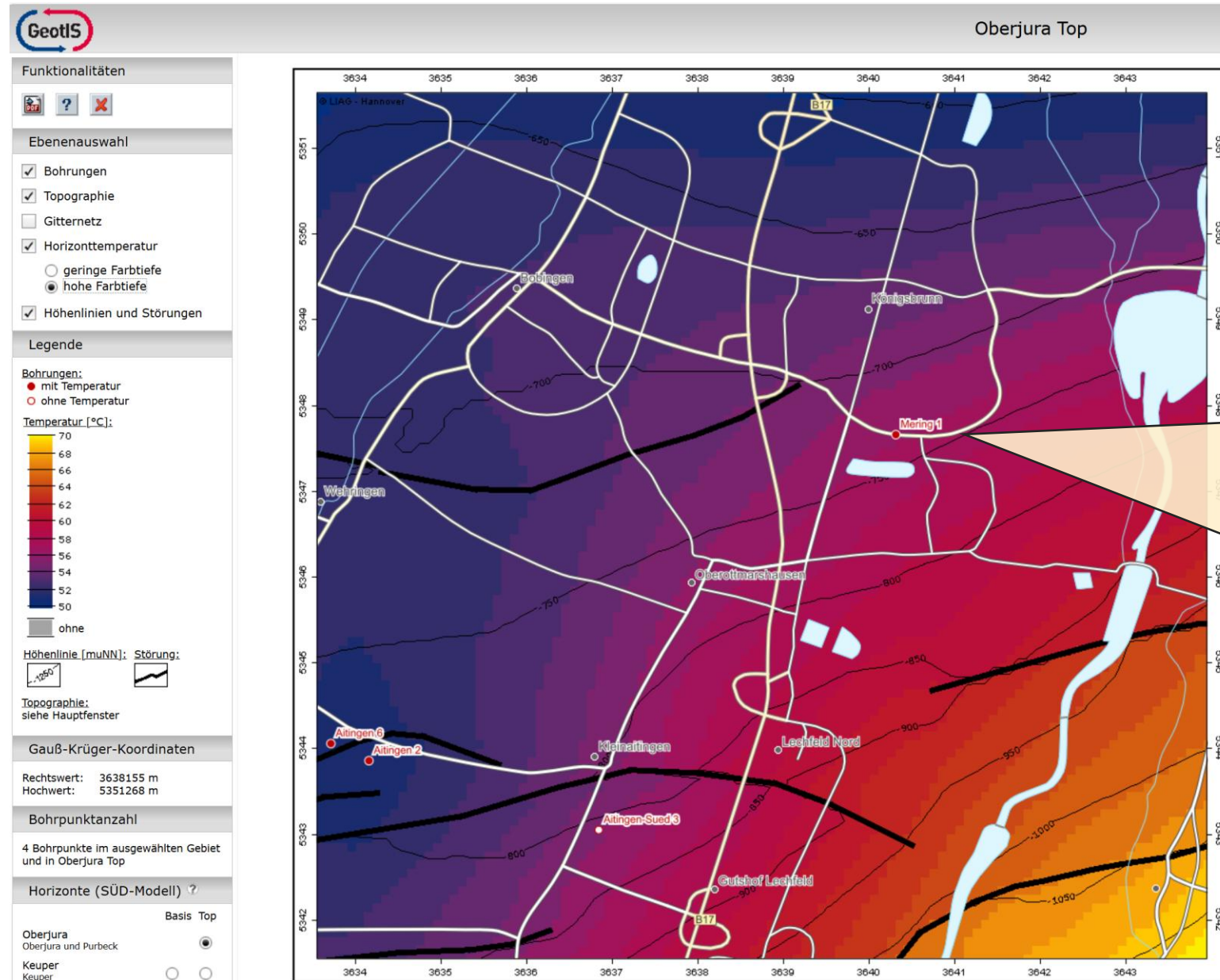


Gekoppelte Wärme- u. Stromversorgung aus Tiefengeothermie ist möglich

Das geförderte Thermalwasser gibt die Energie im Wärmetauscher ab und wird zurück gepumpt

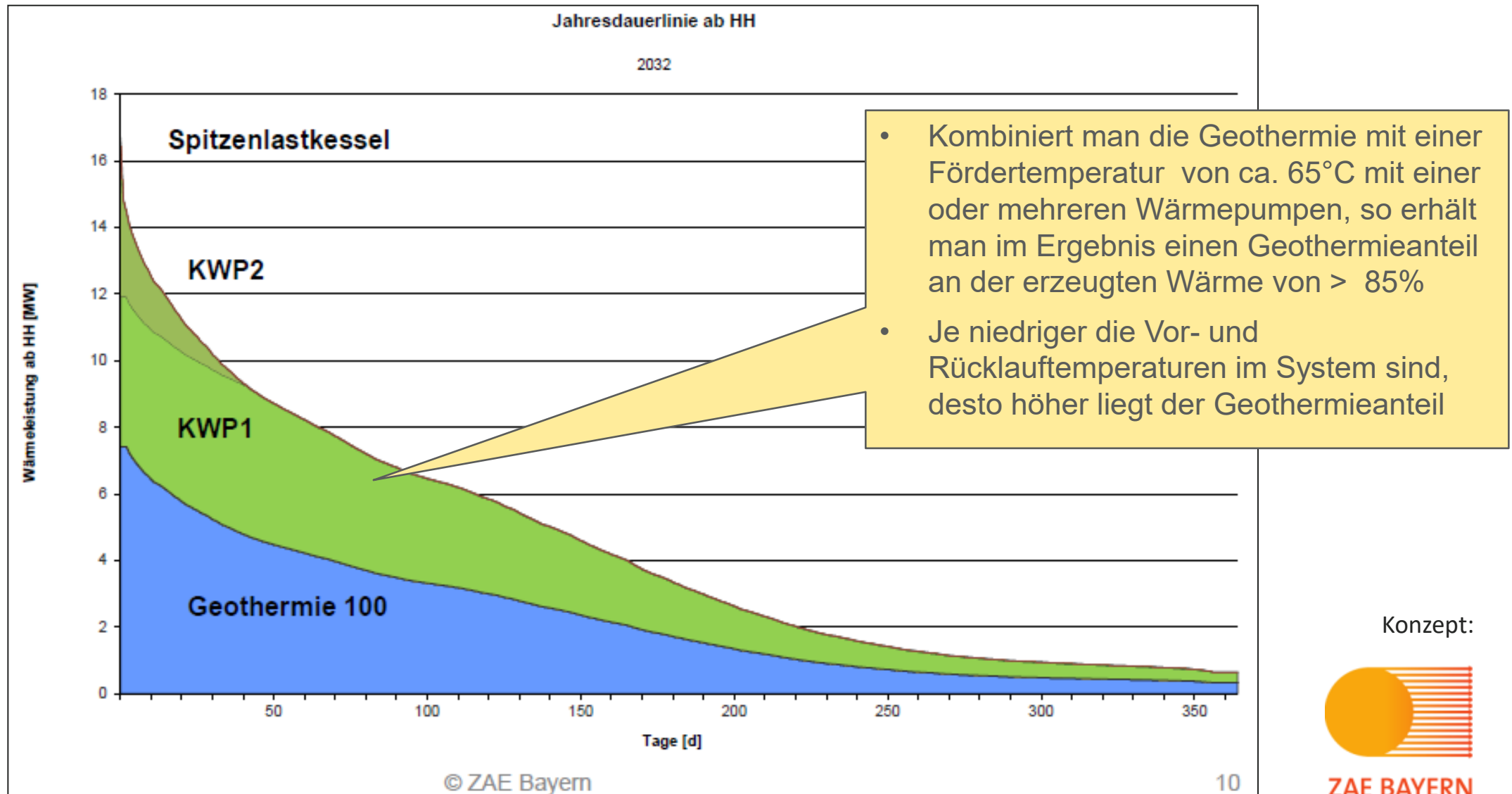
Mit der Wärme wird ein (Fern-) Wärmesystem beheizt und/oder ein ORC-Kraftwerk betrieben

Temperaturen Top Malm im Lechfeld nach GeotIS



- Temperatur der Bohrung Mering 1
- (mit Lage am südlichen Ortsrand von Königsbrunn)
- ca. 56°C bei 1250 m unter GoK
- Weiter südlich bis Kaufering ca. 70°C

Beispiel Versorgungskonzept: 38 GWh Absatz, 65°C Geothermie





Projektbeispiele Bayern und Deutschland



Bundesverband
Geothermie

www.geothermie.de

Tiefe Geothermie in Deutschland 2023/24

Nutzung der Tiefen Geothermie in Deutschland (Stand Februar 2023)

- Anzahl der Anlagen in Betrieb*: 42 (Strom oder Wärme)
in Betrieb mit Wärmebereitstellung: 40
davon Anlagen mit ausschließlicher Wärmebereitstellung: 30
davon Anlagen mit kombinierter Bereitstellung von Strom und Wärme: 10
in Betrieb mit Stromerzeugung: 12
davon Anlagen mit ausschließlicher Stromerzeugung: 2
davon Anlagen mit kombinierter Bereitstellung von Strom und Wärme: 10
- installierte Wärmeleistung: 417 MW
 - installierte elektrische Leistung: 46 MW
 - Bruttostromerzeugung 2020: 250 Mio. kWh

- Anzahl der Anlagen in Bau*: 12
in Bau
in Bau mit Stromerzeugung

- Anzahl der Anlagen in Planung*: 82
in Planung (Strom und/oder Wärme)

- Forschungsanlagen: 7
Forschung

- Thermalbäder: 170
Thermalbad / Balneologie
Anzahl Thermalbäder / Balneologie

- P_{therm} = thermische Leistung
 P_{el} = elektrische Leistung
 T_{max} = maximale Thermalwassertemperatur
 T_{bo} = senkrechte Tiefe der Bohrung

Weitere Informationen zu allen geplanten Projekten der Tiefen Geothermie stehen auf www.geothermie.de zur Verfügung.
Datengrundlage: Bundesverband Geothermie und www.geots.de

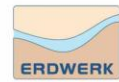




ANGER
seit 1863

Deutsche
ERDWÄRME

ESK



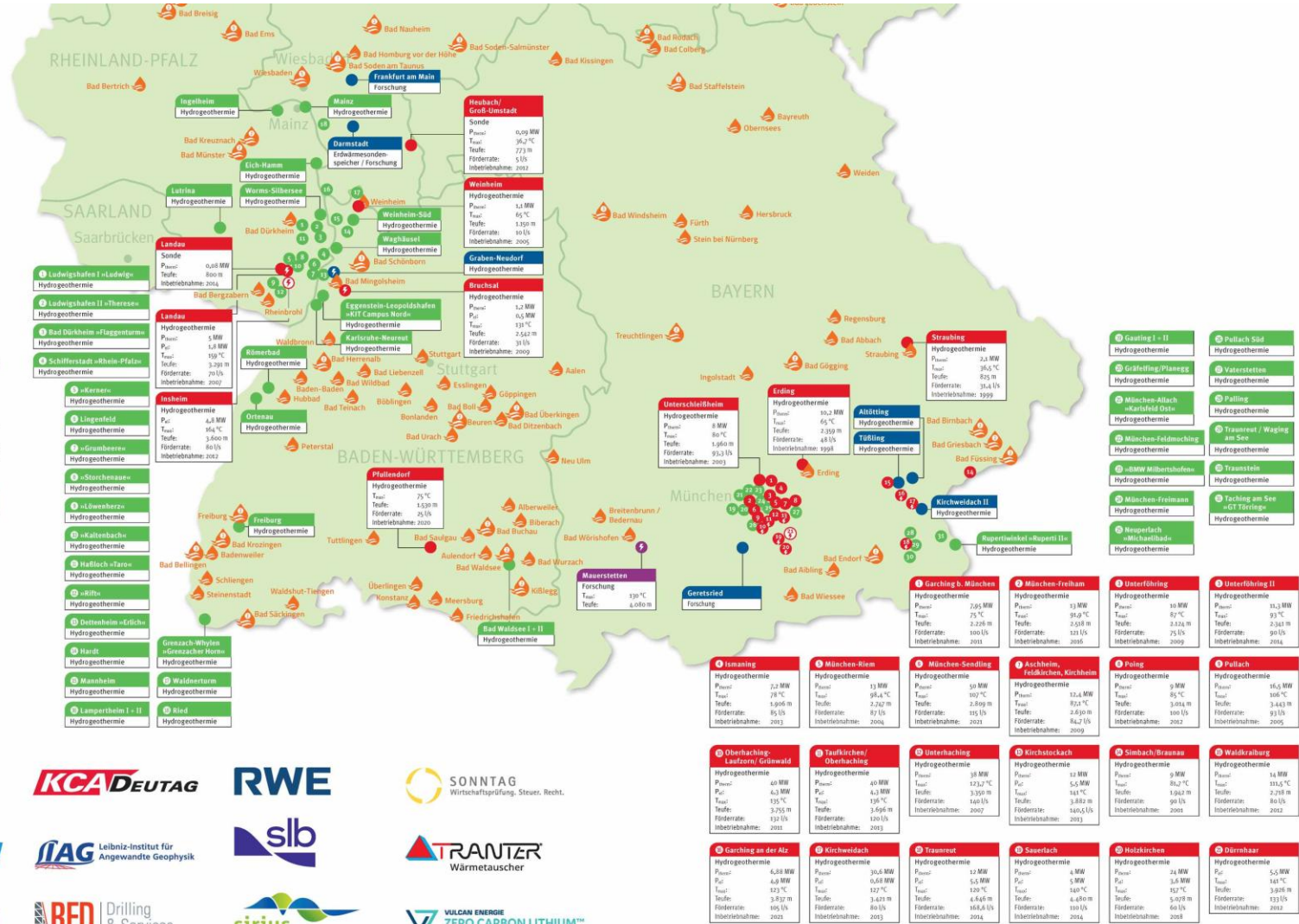
FAU Friedrich-Alexander-Universität
Naturwissenschaftliche Fakultät

Fraunhofer
IEG

GEOTEC CONSULT



GFZ
Helmholtz-Zentrum
POTSDAM



Alt und Neu - Heizkraftwerk Süd neben Geothermiebohrung in München

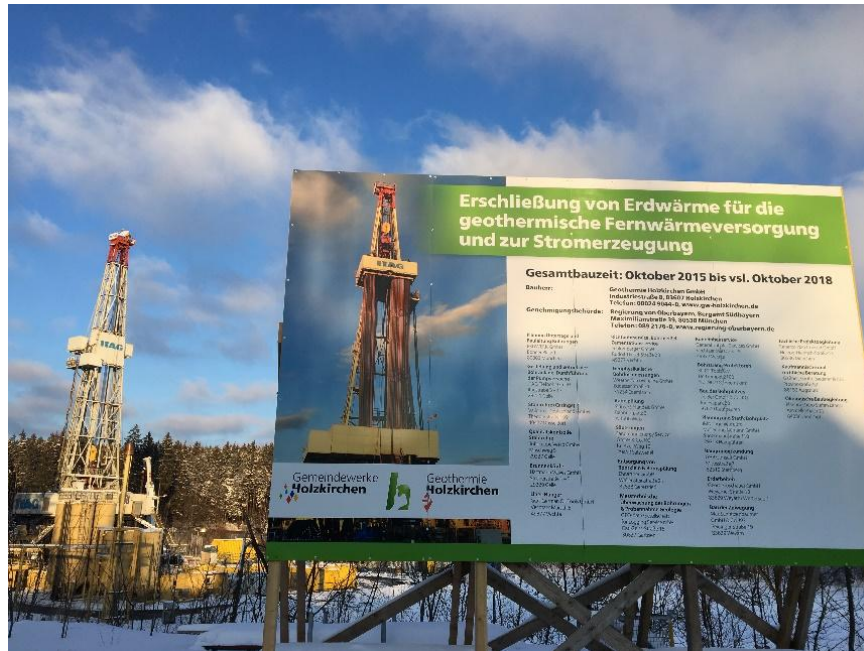


Bild: Stadtwerke München



Alt und Neu – Die neue geothermische Energiezentrale





Bilder: Reif



Bild: Reif



Bild: Reif



Bild: Reif







Bilder: Reif

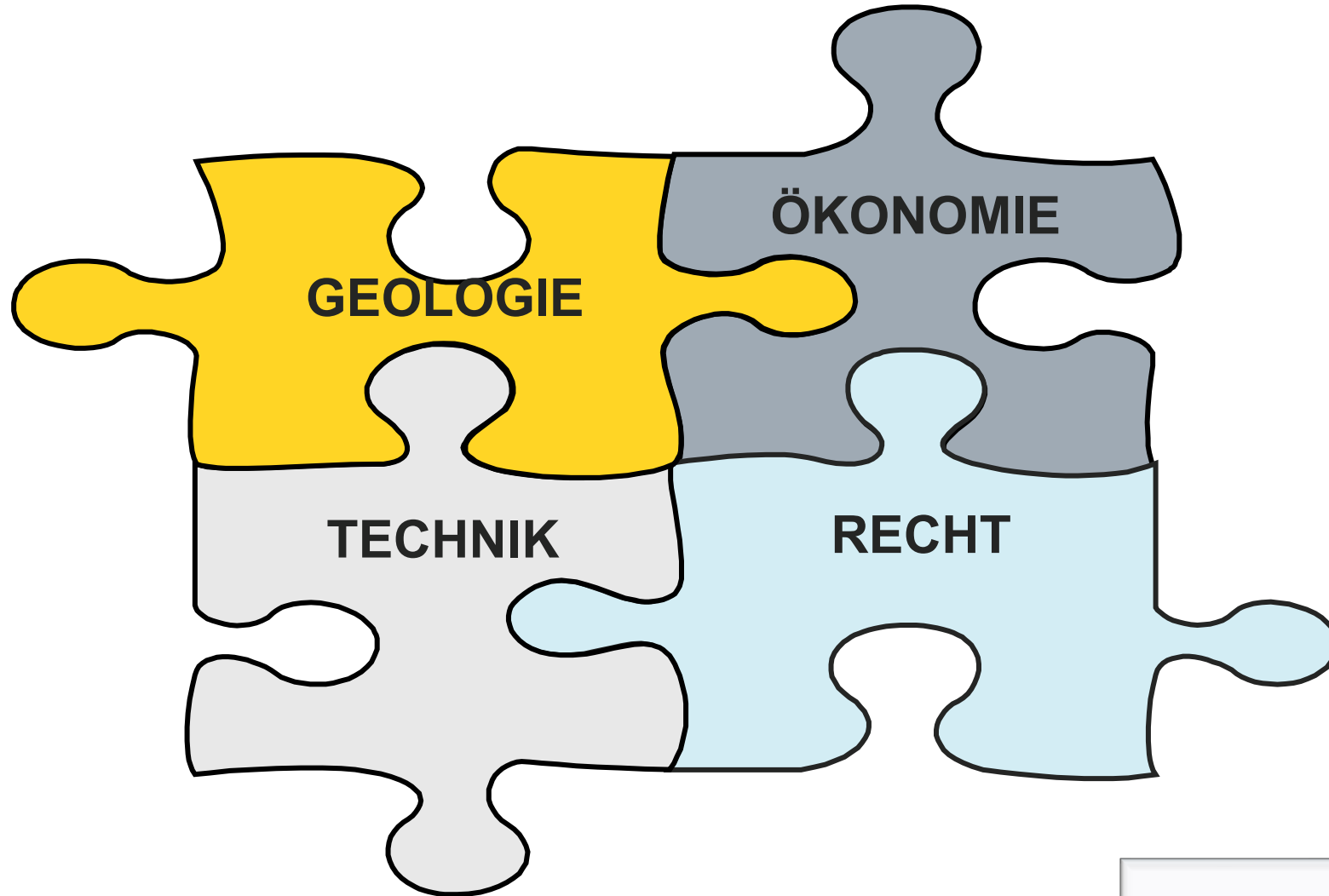
In der Energiezentrale:

Wärmetauscher und Anlagensteuerung

Geothermisch beheizte Weißwurstkochstelle (Herdplatte)



IV. Financial Modeling in der Fernwärmeversorgung

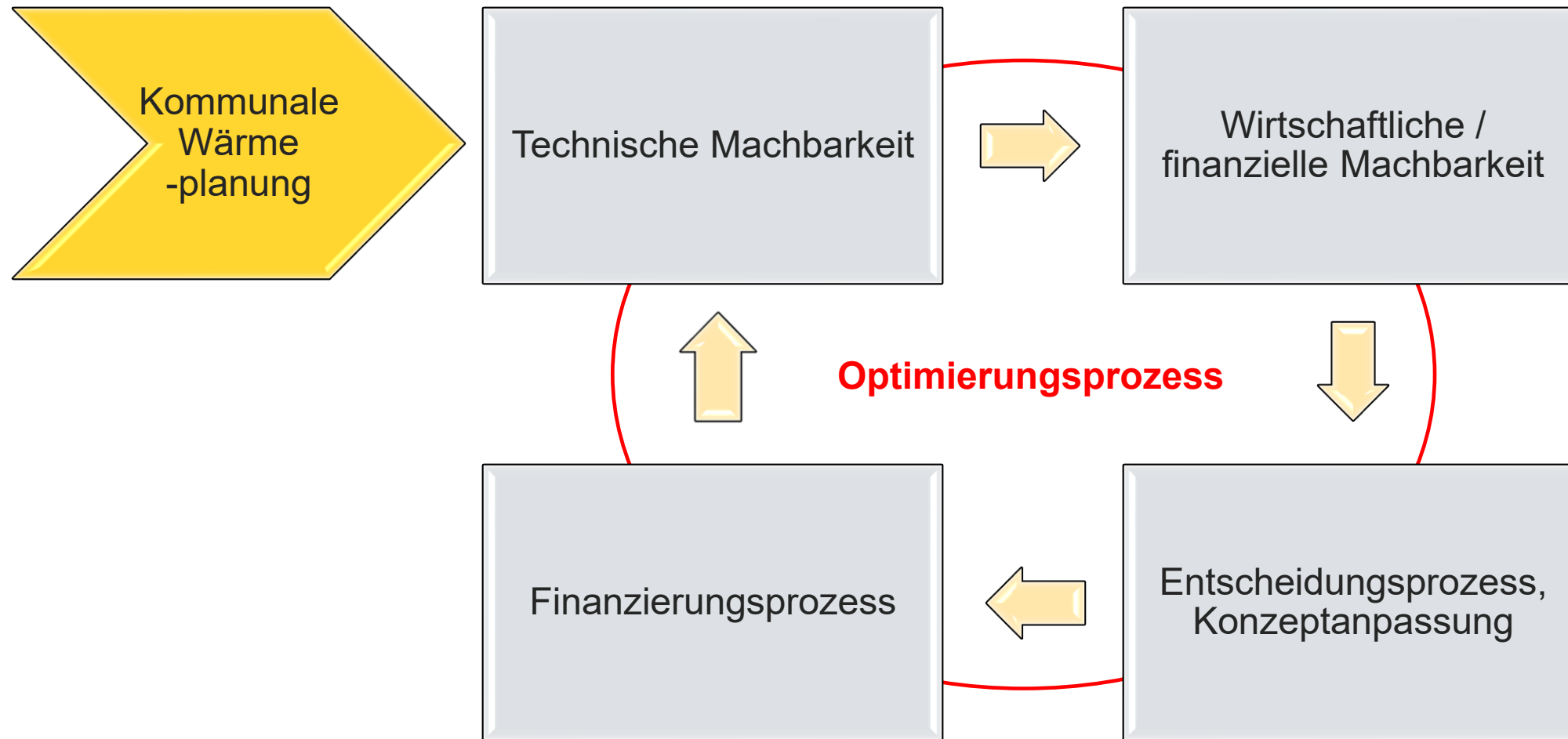


- Das Gesamtprojekt verstehen
- Die Wechselwirkungen zwischen den Disziplinen abbilden
- Parametervariationen simulieren



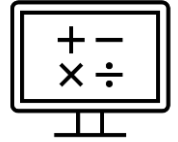
Projektbeurteilung / Maßnahmenvorschläge

Financial Modeling und Finanzierung als (Gestaltungs-)Prozess

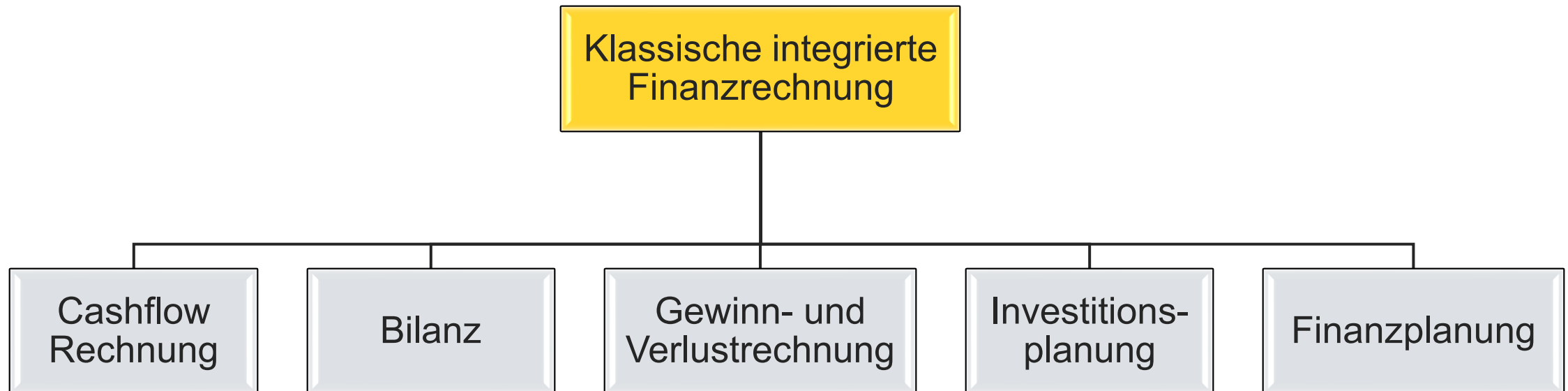


Wirtschaftlichkeit kann und muss gestaltet und optimiert werden!

Integriertes Finanzmodell für das Projekt

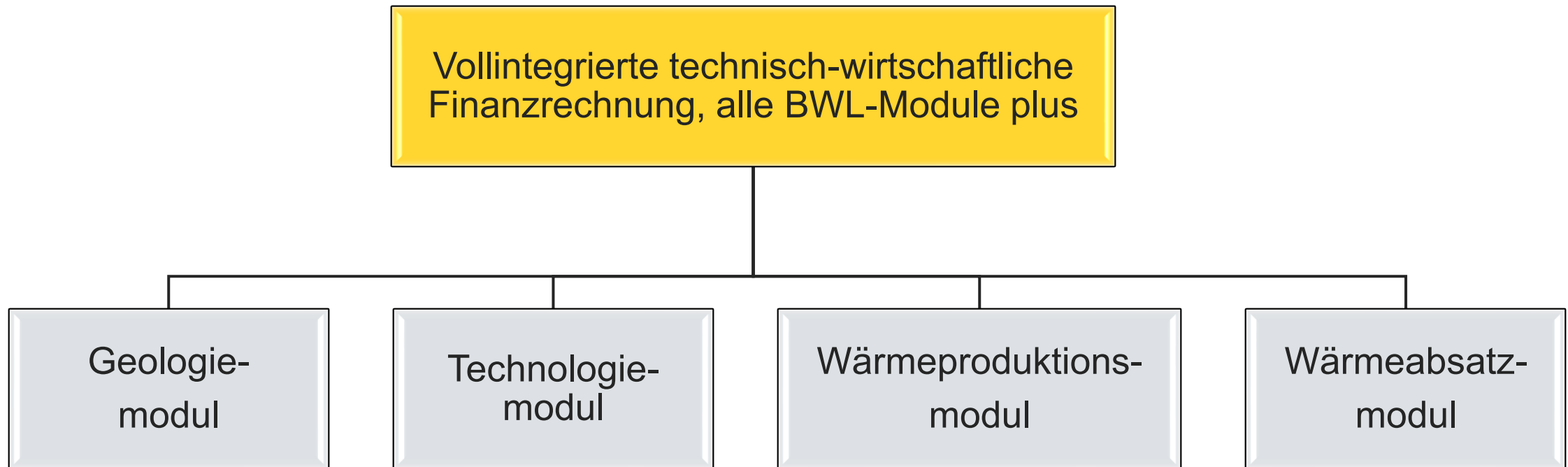
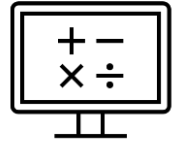


Belastbares und **stressfestes** Finanzmodell als Instrument der Wirtschaftlichkeitsprüfung



- Die integrierte Rechnung sichert die Geschlossenheit der Finanzströme und die Widerspruchsfreiheit der Rechnungen
- Alle gängigen Betriebswirtschaftlichen Kennzahlen lassen sich ableiten bzw. prüfen

Technisch-wirtschaftlich integriertes Finanzmodell



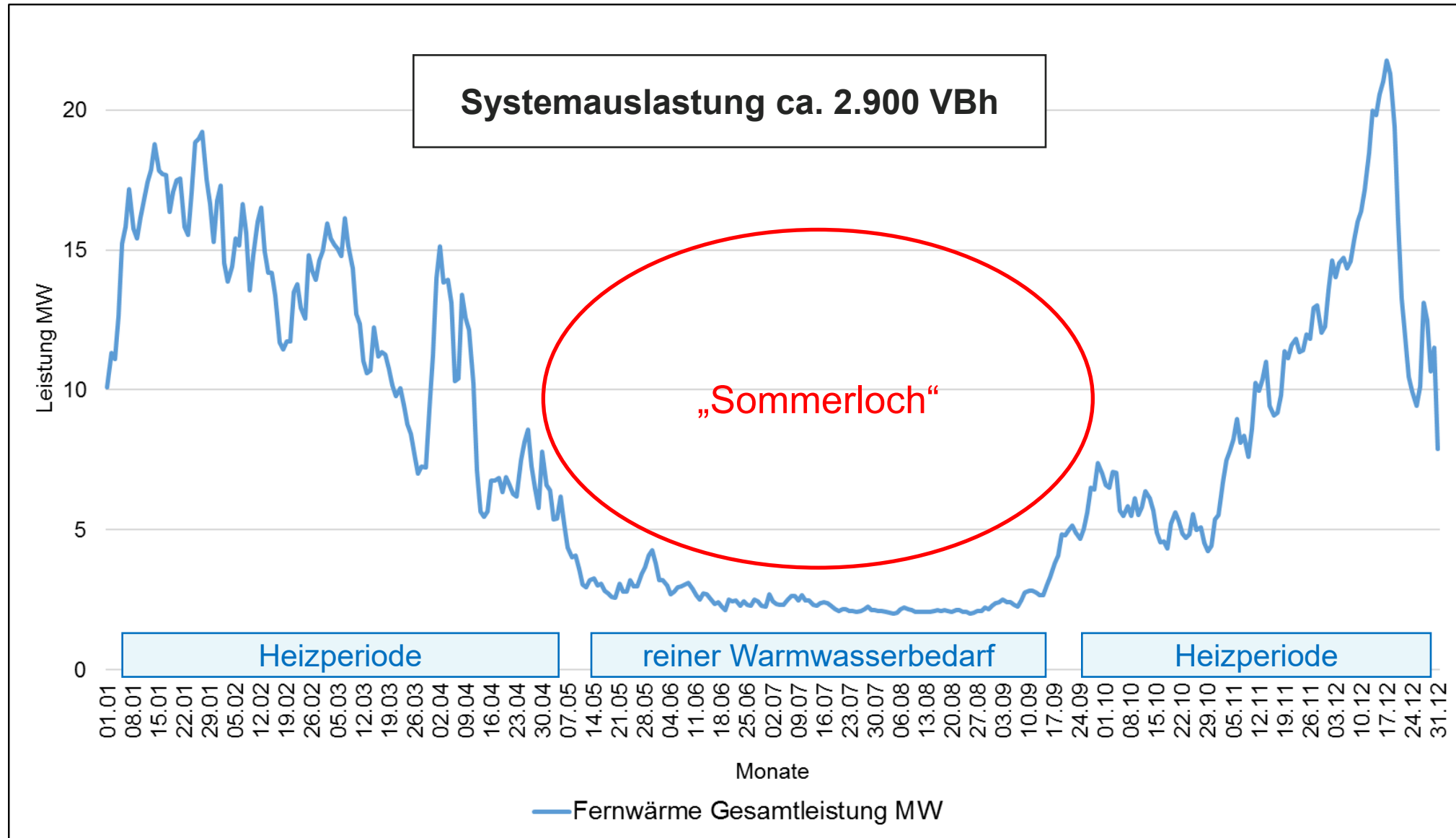
- Rechtfertigung und Bandbreite der Eingangsparameter
- Risikoanalyse: Szenario- und Sensitivitätsanalysen, Stress-Tests
- Zielgrößen: Internal Rate of Return (IRR), Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR) etc.



Financial Model - „Stellschrauben“

Geothermieprojekt Norddeutsches Becken - "Stellschrauben" - Übersicht									
Projektkonzept									
<input checked="" type="checkbox"/> WÄRME-Projekt									
<input type="checkbox"/> KWK-Projekt									
ORC-Stromprozess nur bei Horizont Detfurth (128°C)!									
Zeitplan									
Projektstartjahr (= Planung)		2023		Beginn Wärmelieferung zum Jahresende des Betriebsstartjahres				j	
Betriebsstartjahr/Beginn Wärmelieferung Jahresende		2026		Beginn Afa				2027	
Bauphasendauer Jahre		4							
Geologie / Technik									
Salinität %		25%				25%			
Schüttung l/s		30				30		108 m³/h	
Temperatur Bohrlochkopf °C; (max. 160 °C wg. Salinität!)		128				128			
Rücklauftemperatur Bohrloch °C		60							
nachrichtlich: Leistung Dublette kW		7.329							
Temperaturverlust PWT °C		2							
ORC-Wirkungsgrad		8%				vorsichtig geschätzt			
Schwachlastgrenze ORC in %		25%				25%			
Eigenstromverbrauch Kraftwerk		20,00%							
Einsatz von BHKW		j		JA / NEIN					
Leistung BHKW kWth		600							
Leistung BHKW kWel		600							
Preise netto, Preisbasis = 2023									
Wärmemischpreis an Kunden in €/MWh		120,00				90,00			
genutztes Wertschöpfungspotential CO ₂ Bepreisung (in % p.a.)		0,00%				0,00%			
Gaspreis in €/MWh		70,00				70,00			
Strom AP, EEG, KWKG, Energiepreis in €/MWh		150,00				200,00			
Strompreis Börse (Verkauf) in €/MWh		100,00				100,00			
Einspeisevergütung Geothermie in €/MWh		252,00				252,00			
Degression EEG Vergütung p.a.		0,50%		2024		5,00%			
Geothermiestromerlös nach Börsenpreis ab dem Jahr		2047		=> Ablauf EEG					

Wärmebedarf - „Badewannenkurve“ und Systemauslastung

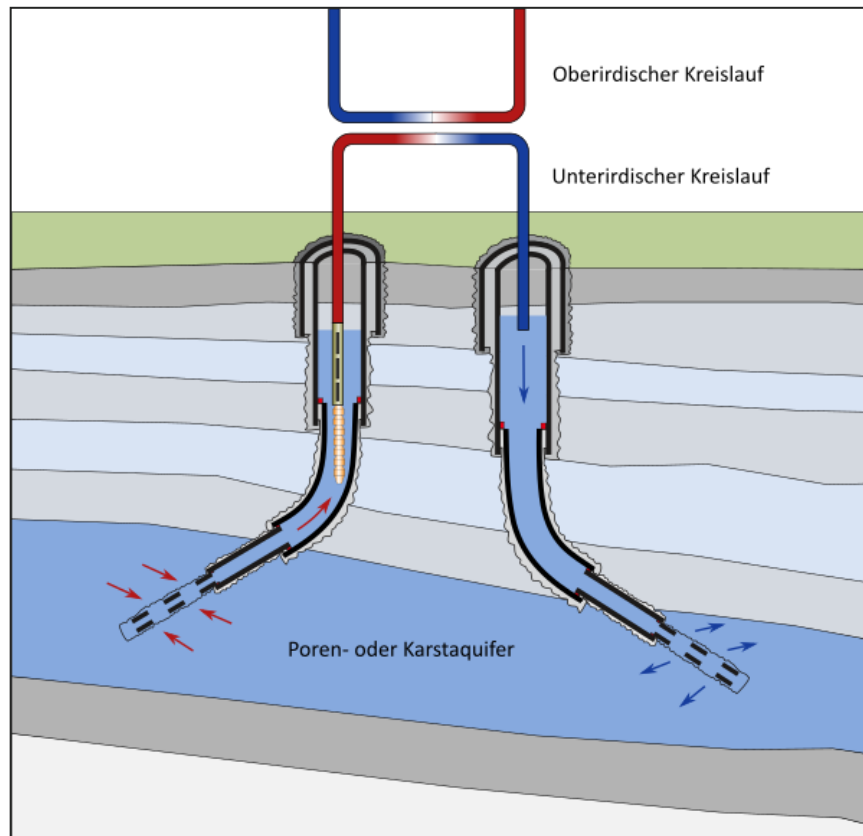


Wirtschaftlichkeit und Kapitalkosten - die Auslastung zählt

Geothermie = Heizen mit Kapital (Bohrinvestitionen) statt Brennstoff

... und etwas Strom für den Betrieb der Förderpumpen

→ sehr hoher COP, abhängig von der Fördertemperatur (Pumpenleistung vs. thermische Leistung Dublette)



Quelle: <https://geothermie-allianz.de>

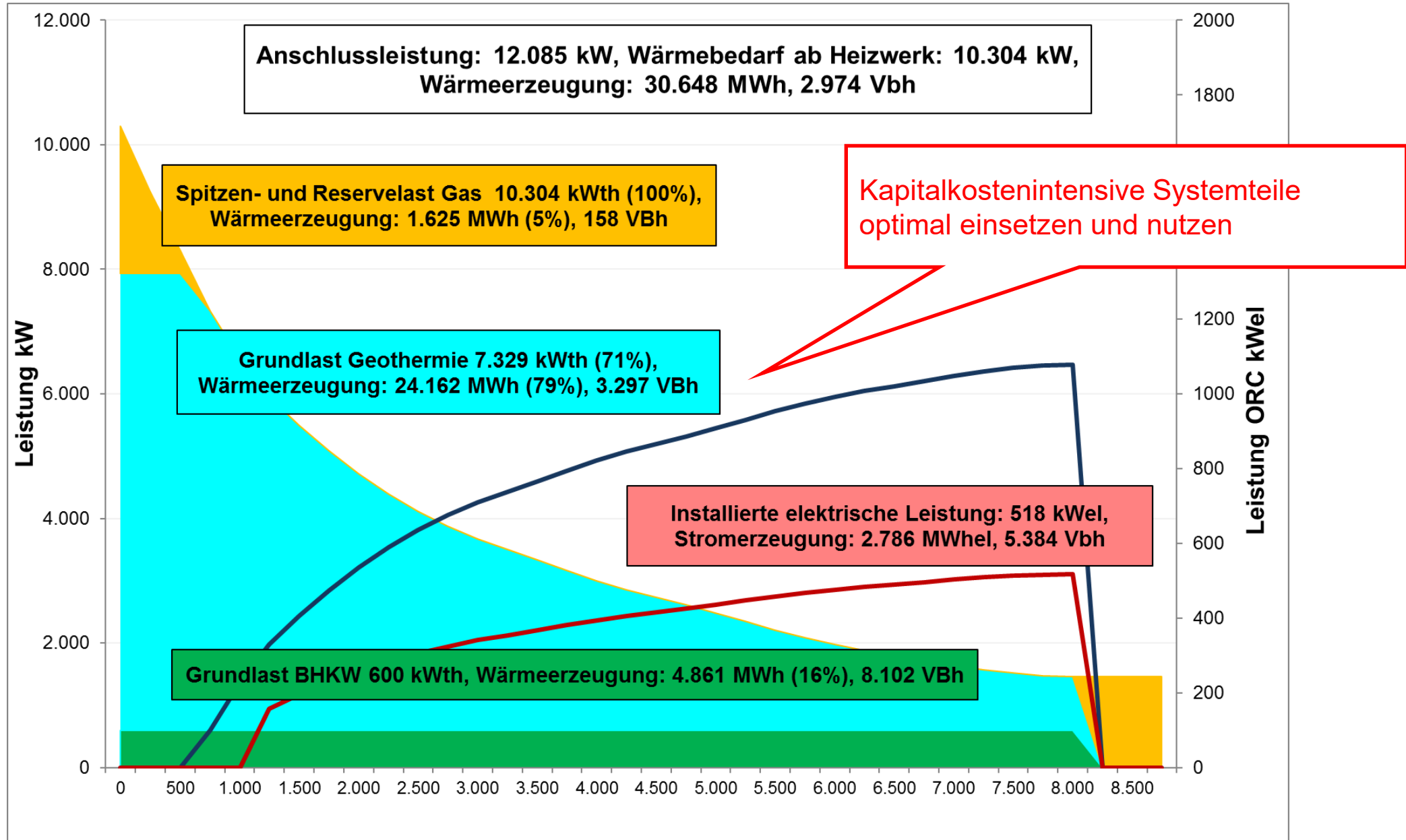
Top-COP

Aus 1 MWh Strom
werden im Geothermie -
Heizwerk 20 bis 40
MWh Wärme

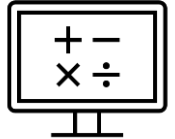


Quelle: <https://waermewende-durch-geothermie.de>

Erzeugungseffizienz - Jahresdauerlinie (JDL) mit ORC-Kraftwerk



Das Sommerloch vermeiden!



Kombination von Wärmeversorgung und Stromerzeugung

- Beide Nutzungsarten konkurrieren um dasselbe thermische Potential
- Bedarf tendenziell jeweils im Winter besonders groß

Deckung von Kältebedarf

- Lieferung von Fernkälte (eigenes Netz erforderlich)
- Lieferung von Fernwärme zum Antrieb von Kältemaschinen

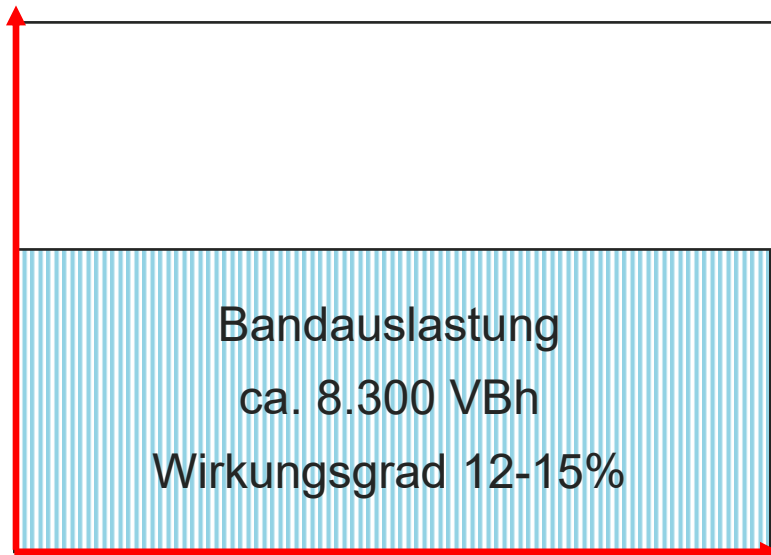
Saisonale Wärmespeicher

- Technisch / wirtschaftlich herausfordernd → Zukunftsthema



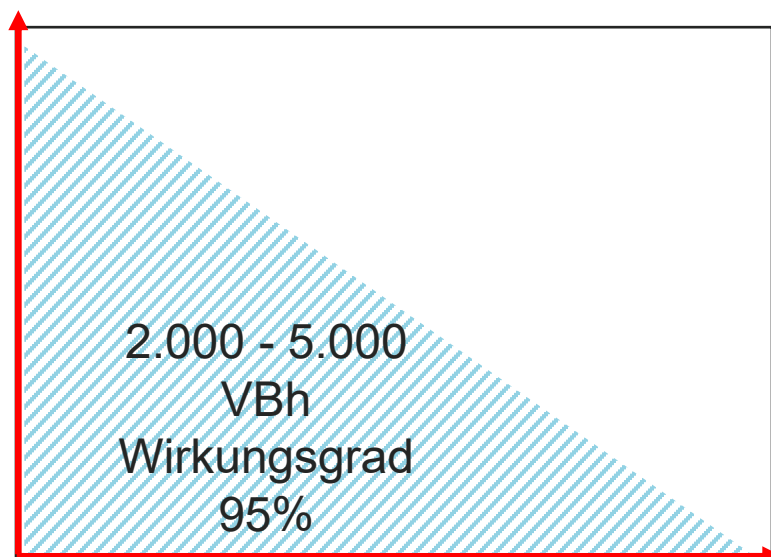
Die Systemoptimierung bei der Nutzung einer oder mehrerer geothermischer Dubletten ist die große Herausforderung zur Optimierung der Projektwirtschaftlichkeit

Wertschöpfung Wärme vs. Strom - das Sommerloch vermeiden!



- Der **Stromumsatz** wird aus den festen Einspeisevergütungssätzen (subventioniert) nach EEG in Höhe von 252,00 EUR/MWh und dem gesicherten Stromabsatz erzielt
- Ein Kraftwerk nutzt Bohrungen und läuft bis zu 8.300 Betriebsstunden im Jahr unter Volllast bei einem Wirkungsgrad von ca. 12 -15%.

- Sehr gute Systemauslastung
- Wertschöpfung ca. 32 - 38 EUR/MWh
- Wertschöpfung konstant
- Umsatz ca. 300 TEUR/MW p.a.
- Aber: hohe Kraftwerksinvestition nötig

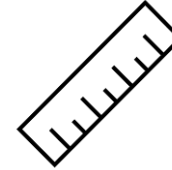


- Der **Wärmeumsatz** ist Produkt von Wärmemenge und Wärmepreis.
- Vereinbarer Wettbewerbsfähiger Wärmepreis (marktabhängig) ab der Energiezentrale ca. 50 EUR/MWh.
- Zur Wärmeversorgung werden Bohrungen nur 2.000 - 5.000 Stunden im Jahr bei einem Wirkungsgrad von ca. 95% voll genutzt (VBh).

- Meist gute bis mäßige Systemauslastung
- Wertschöpfung ca. 50 EUR/MWh
- Wertschöpfung steigend
- Umsatz ca. 100 - 250 TEUR/MW p.a.
- Investition nur in Energiezentrale nötig

Wirtschaftlichkeit und Absatzdichte (Liniendichte)

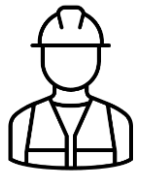
- Wirtschaftlichkeit optimal beim **kurzen** Netz und **vielen** Anschlüssen



Richtwert 1: Wirtschaftlichkeit möglich ab ca. 1 kW / Trassen-m

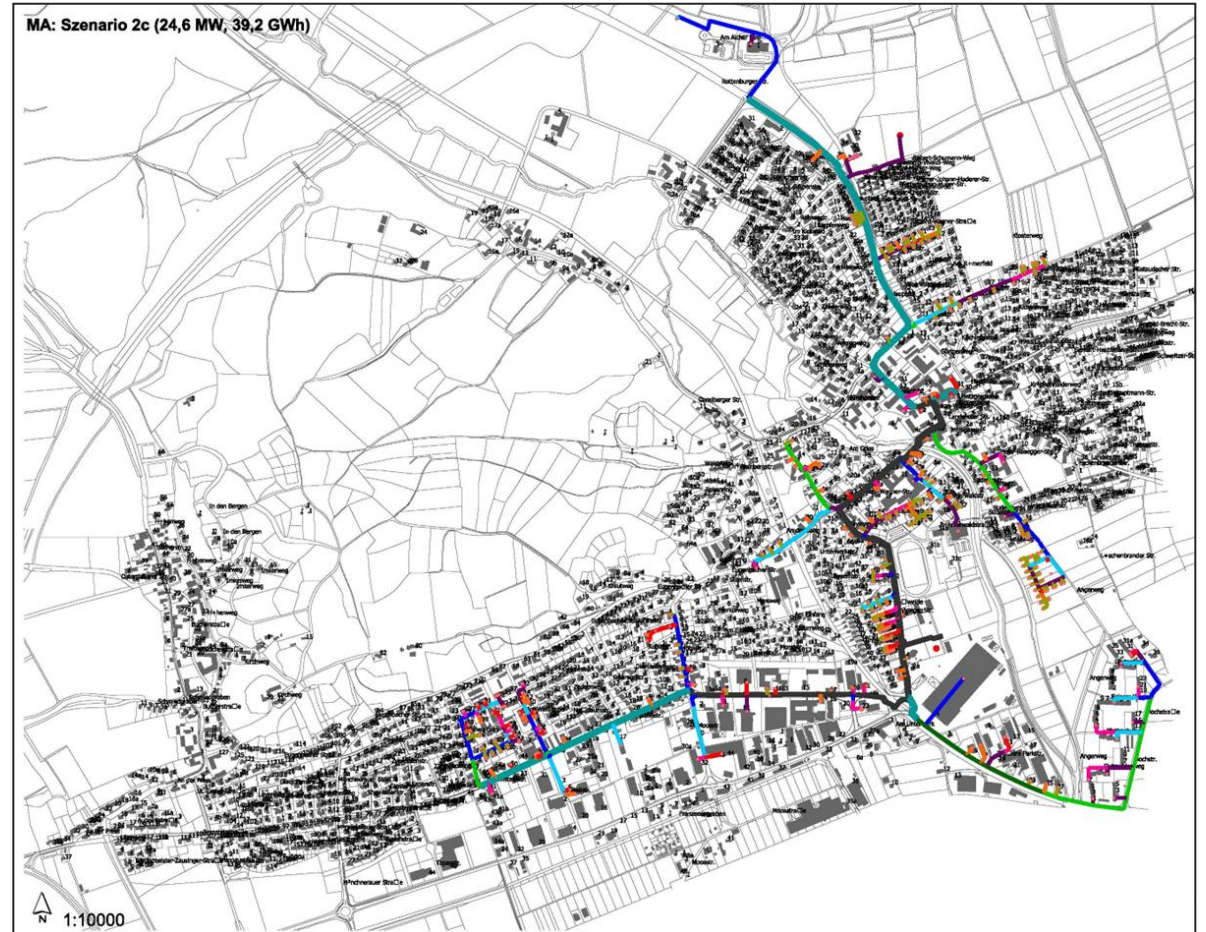
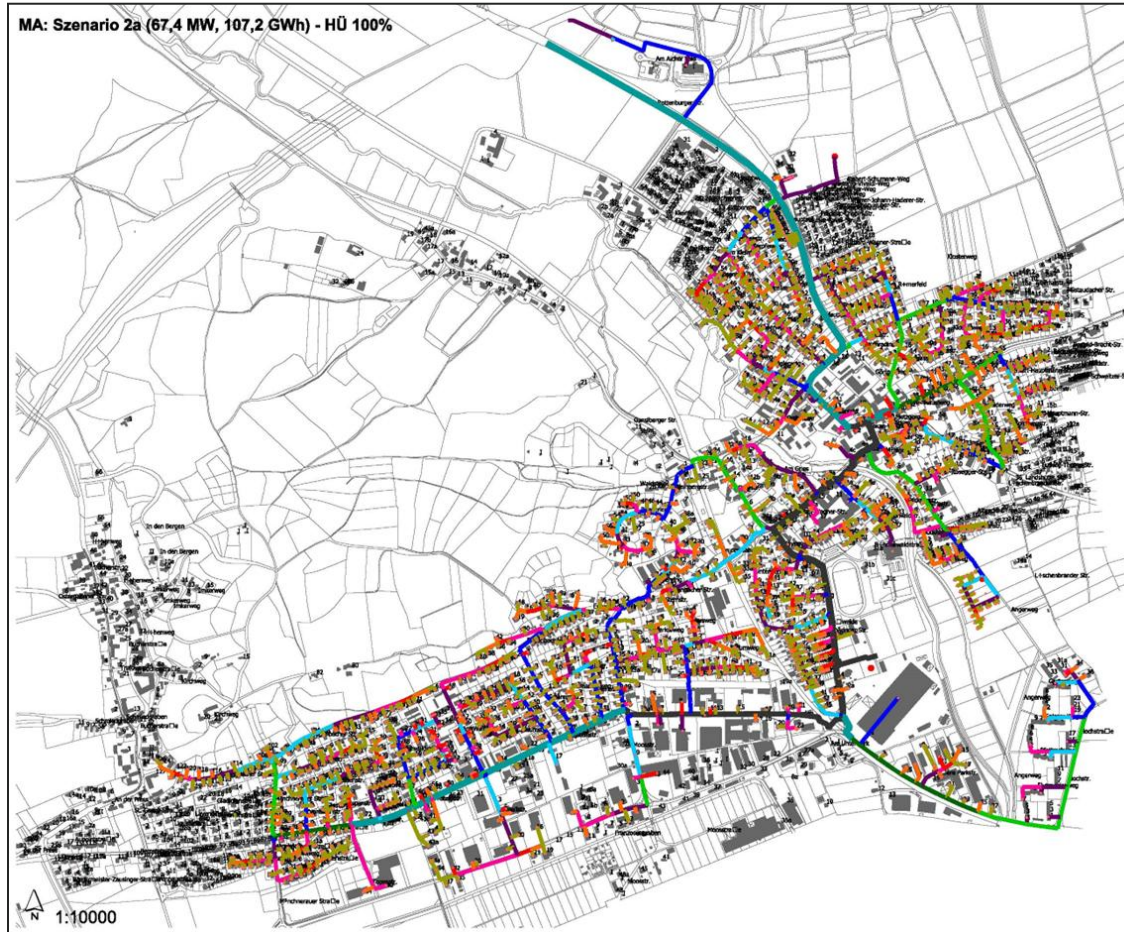
Richtwert 2: Wirtschaftlichkeit möglich ab ca. 1,5 MWh / Trassen-m

- Die Liniendichte ist nur ein sehr grober Indikator für Netzwirtschaftlichkeit (Faustformel)
- Ungünstige Netzstrukturen können durch günstige WärmeGESTEHUNGSKOSTEN kompensiert werden und umgekehrt
- Projektbeispiele:



Versorgungsstruktur	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	Ø
Einwohner der Kommune	10.000	30.000	10.000	15.000	15.000	40.000	12.000	13.000	13.000	17.556
Absatz kW / Trassen-m	0,63	0,93	1,80	1,39	2,08	0,92	1,09	1,56	0,55	1,22
Absatz MWh / Trassen-m	1,38	1,41	3,11	2,48	3,13	1,69	1,74	2,38	0,99	2,03

Netzstruktur Beispiel bayerische Gemeinde



Quelle: ZAE Bayern

107 GWh Absatz

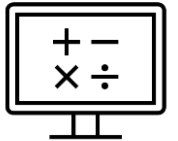
43 Mio. Euro Netzkosten → 0,4 Mio. Euro / GWh

39 GWh Absatz

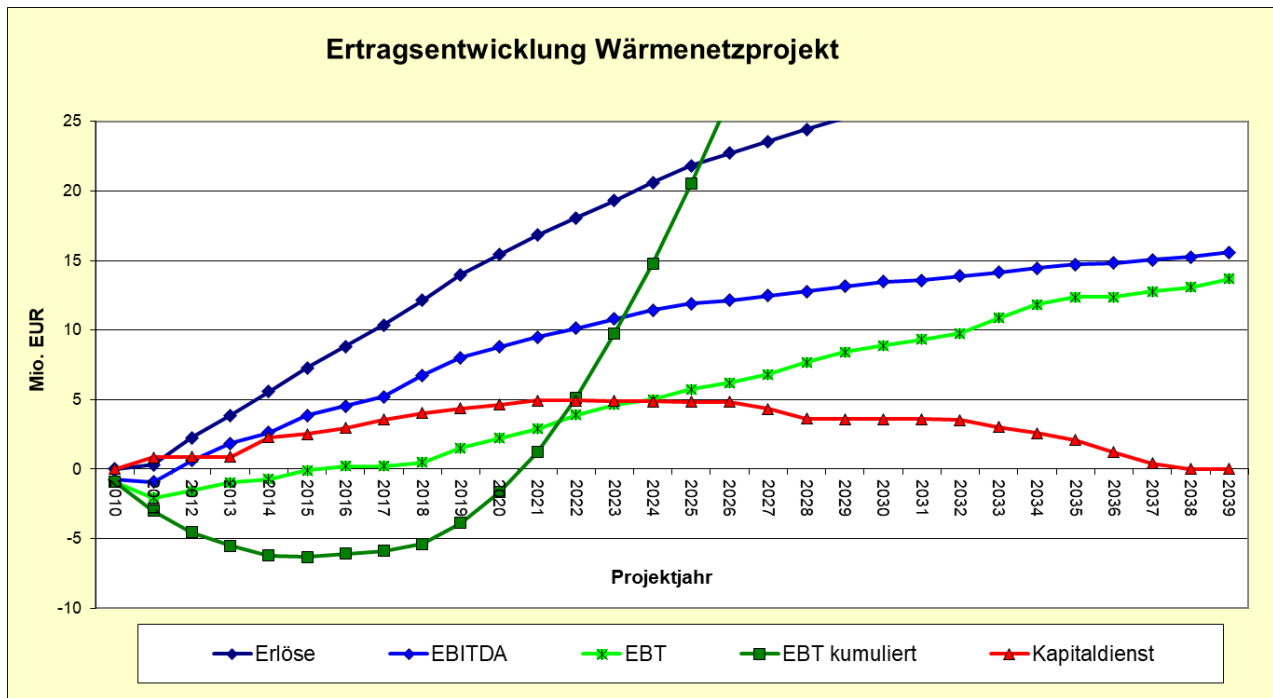
11 Mio. Euro Netzkosten → 0,28 Mio. Euro / GWh

→ Welcher Netzausbau ist wirtschaftlich? Dabei geht es auch um die Auslastung der Bohrungen.

IRR im Wärmenetzprojekt - der Faktor Zeit / das Tal der Tränen



	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	...
Investitionen	-10.000.000								
EBITDA		-500.000	-200.000	-50.000	300.000	500.000	1.000.000	1.500.000	...
Zahlungssaldo	-10.000.000	-500.000	-200.000	-50.000	300.000	500.000	1.000.000	1.500.000	...
IRR	=IKV(B4:I4)								



– Der IRR von neuen Wärmenetzprojekten beträgt wegen der hohen Anfangsinvestitionen meist nur **2 bis 7%**

– **Reicht das zur Deckung der Kapitalkosten?**

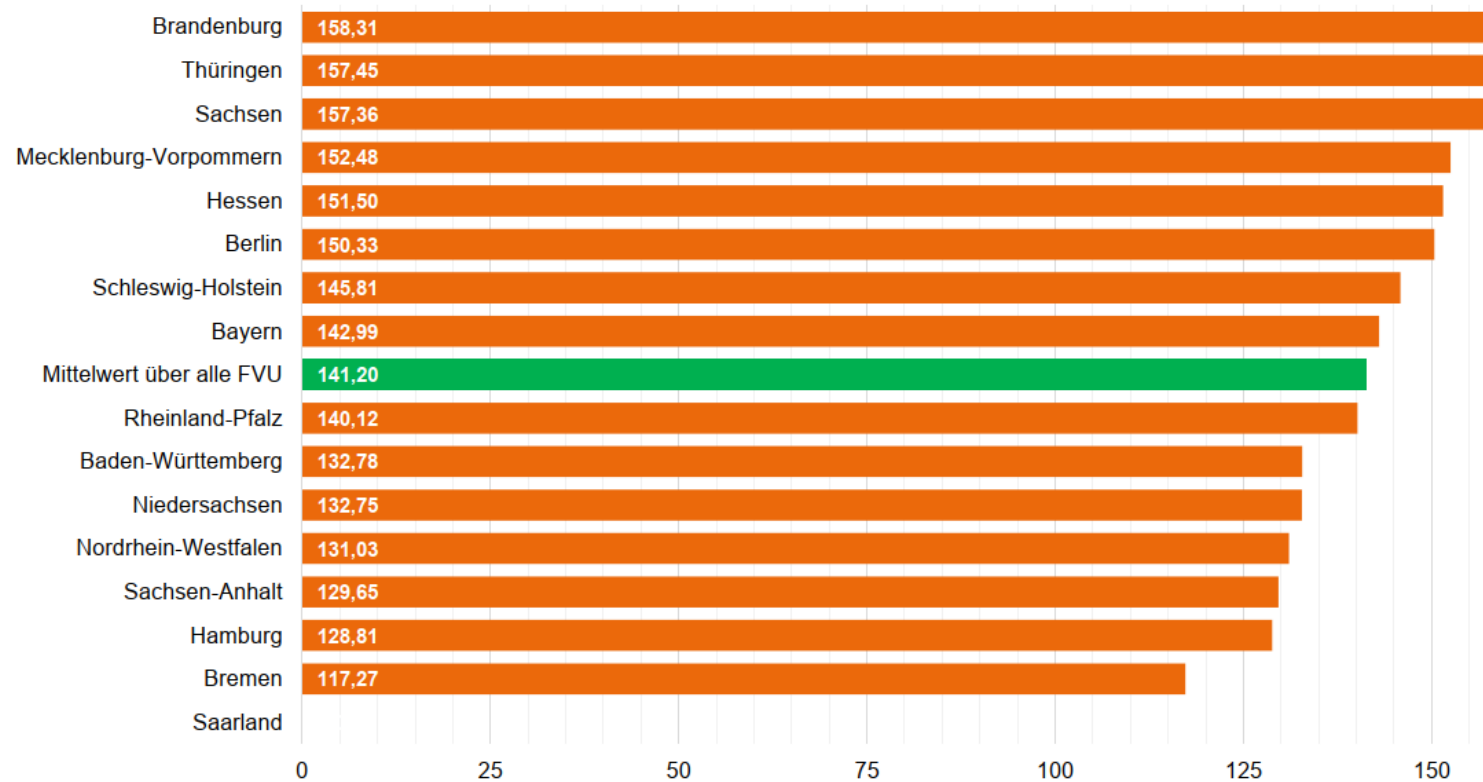
– Existiert ein Netz, das transformiert und ausgebaut werden kann, verbessert das den IRR



Netz(aus)bau beschleunigen !



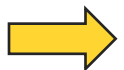
Wirtschaftlichkeit (IRR) und Umsatzerlöse - die Preisgrenze



Der durchschnittliche
Wärmemischpreis
aller Bundesländer im
Abnahmefall 160 kW
und 1.800 Vbh
liegt im Jahr 2024 bei

141,20 EUR/MWh
(netto)

Wie belastbar ist die Wärmemengenplanung?



Und was wollen / sollen die Bürger im Projekt zahlen?

Bild: AGFW, Fernwärmepreisübersicht April 2024

Finanzierung der Wärmewende

Die Herausforderungen bei der Finanzierung

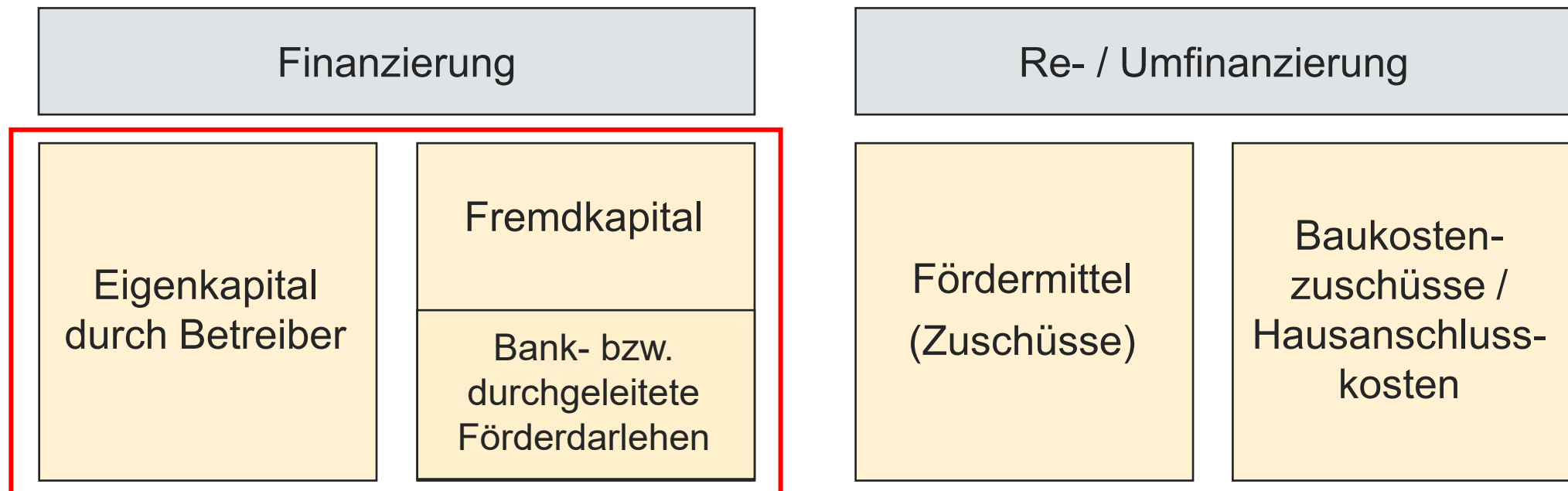
- Wieviel Eigenkapital als Risikokapital (und Reserve) ist beim Betreiber nötig, um das Projekt umzusetzen?
- Wie motiviert man bzw. findet man Banken als Darlehensgeber, den Restbedarf zu finanzieren?
- Wie stellt man die nötigen Sicherheiten?
- Welche Rolle können Fördermittel spielen?

➔ Diese Fragen gelten für alle Wärme(netz)projekte



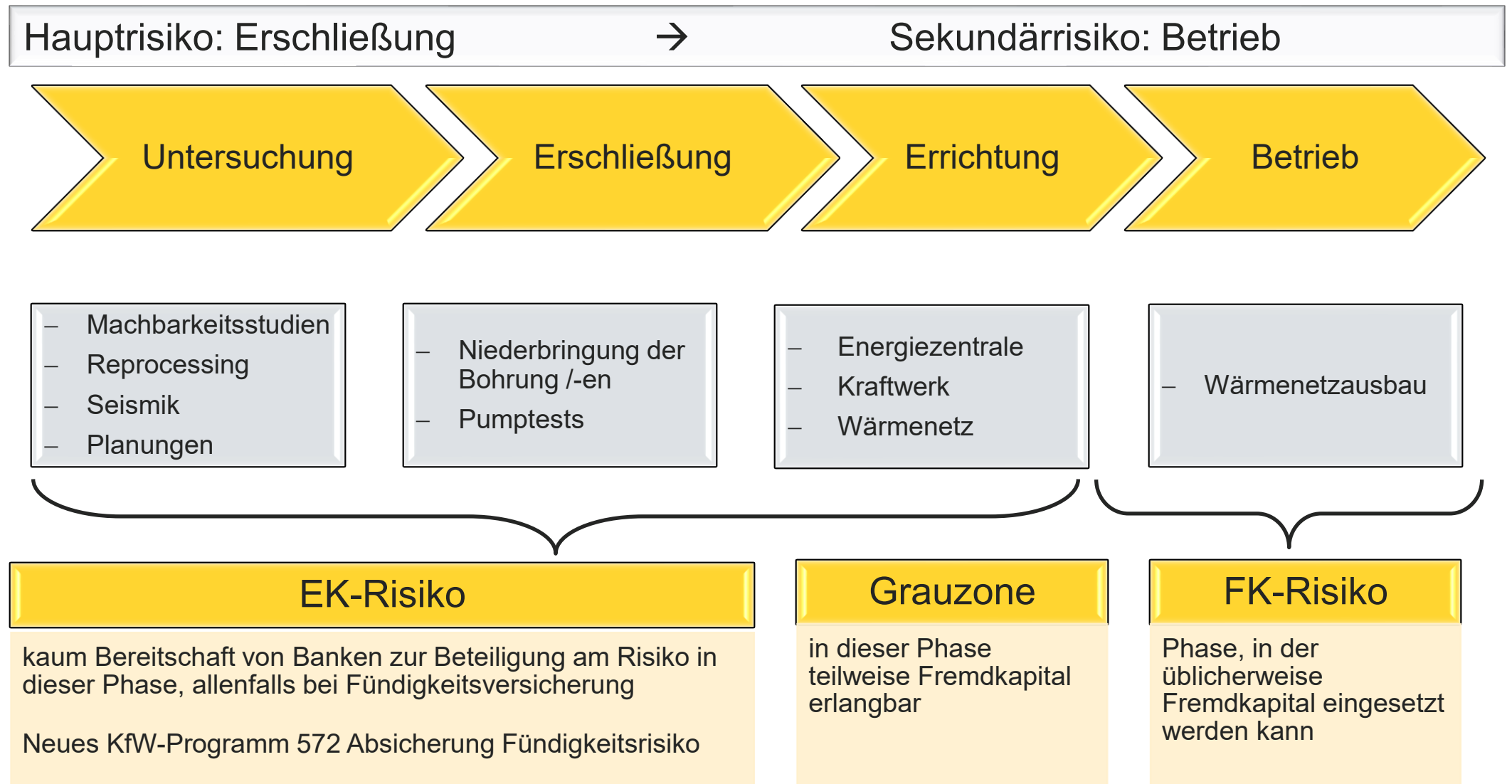
Bild: Thomas Reif

Finanzierungsbausteine



- Fördermittel sowie die Kundenzahlungen (BKZ / HAK) fließen oft erst mit einem Zeitversatz von 1 - 3 Jahren und reduzieren nicht das anfängliche Finanzierungsvolumen
- Fördermittel sind vorrangig für die Rückführung der Vorfinanzierung einzusetzen und reduzieren nachhaltig den Kapitaldienst

Phasen Geothermie-Wärmenetzprojekt



V. Wärmewende - die Sicht der Eigenkapitalgeber

Rentabilitätsanforderungen / -kennzahlen aus Betreibersicht (Kommune / Gemeindewerk etc.)

Bedeutung der Kapitalkosten

Stabilität der Kennzahlen / Stresstest

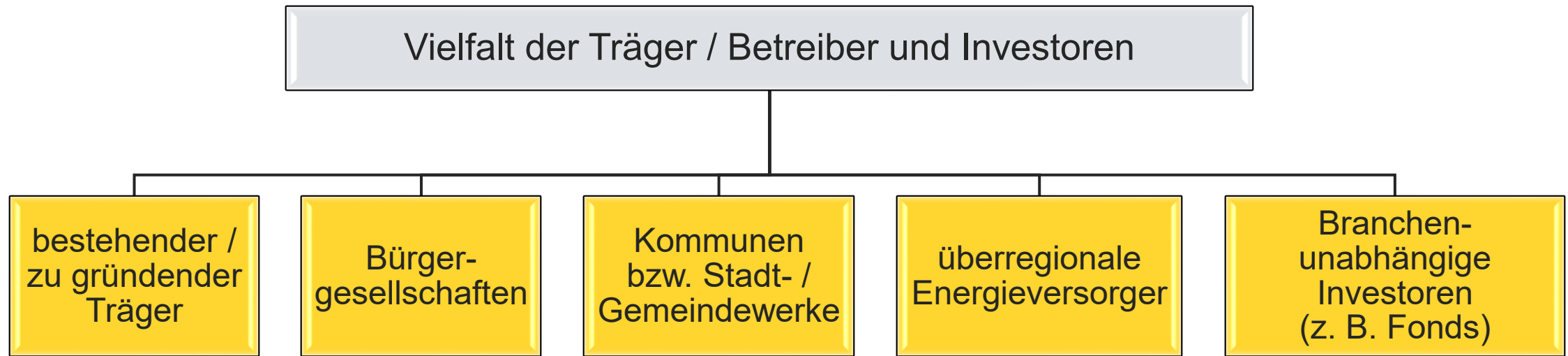
Minimierung / Absicherung / Transfer von Risiken

Ergänzende Kriterien / erweiterte Risikoprüfung (nicht abschließend):

- Akzeptanz / Anschlussbereitschaft / Kundennachfrage
- Genehmigungserfordernisse (Immissionsschutz, Naturschutz etc.)
- Verfügbarkeit von Grundstücken und Erschließung
- Regulatorische Rahmenbedingungen
- (Kommunal-)politische Rahmenbedingungen

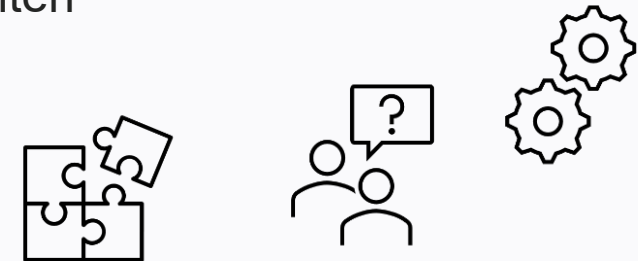
Kapazitäten beim Betreiber / Konsortialbildung nötig / möglich

Rentabilitätsanforderungen und Projektträger / -partner

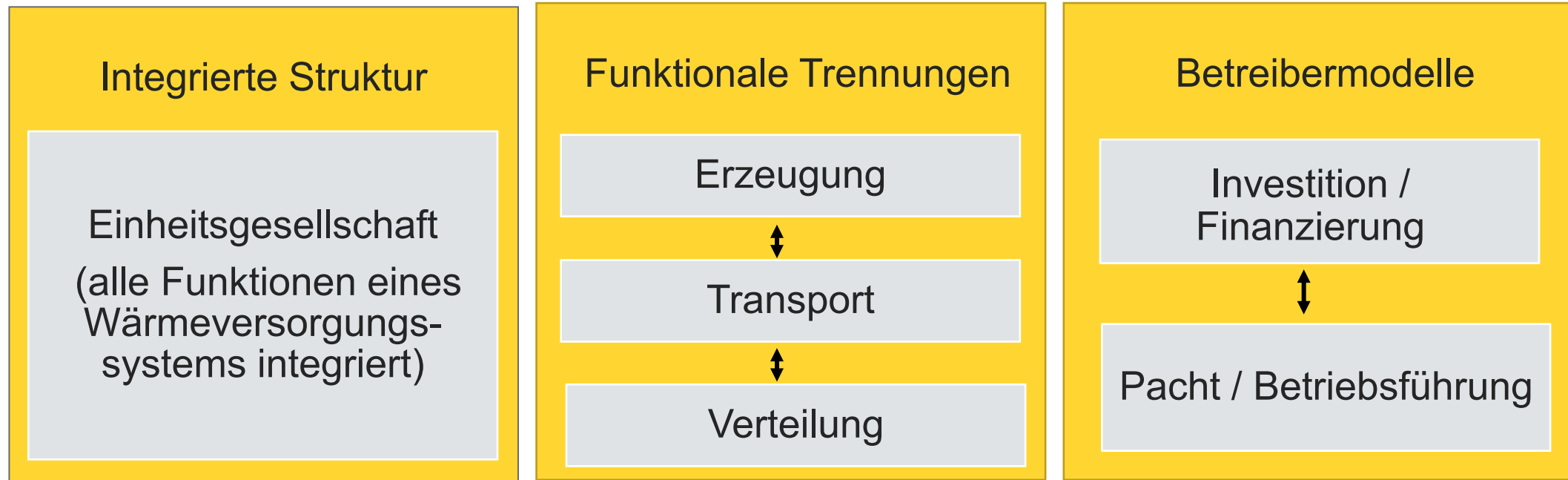


Unterschiedliche Projektträger / Partner beeinflussen die Kriterien für die Finanzierung

- Beteiligte kommen aus unterschiedlichen Finanzierungswelten
- Gremienvorgaben variieren
- Kapitalkosten / Renditeerwartungen variieren
- Risiken variieren
- Finanzielle Kapazitäten variieren

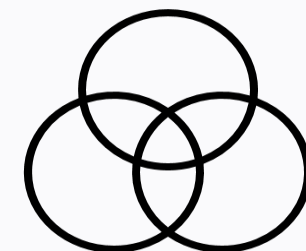


Rentabilitätsanforderungen und Projektstrukturen

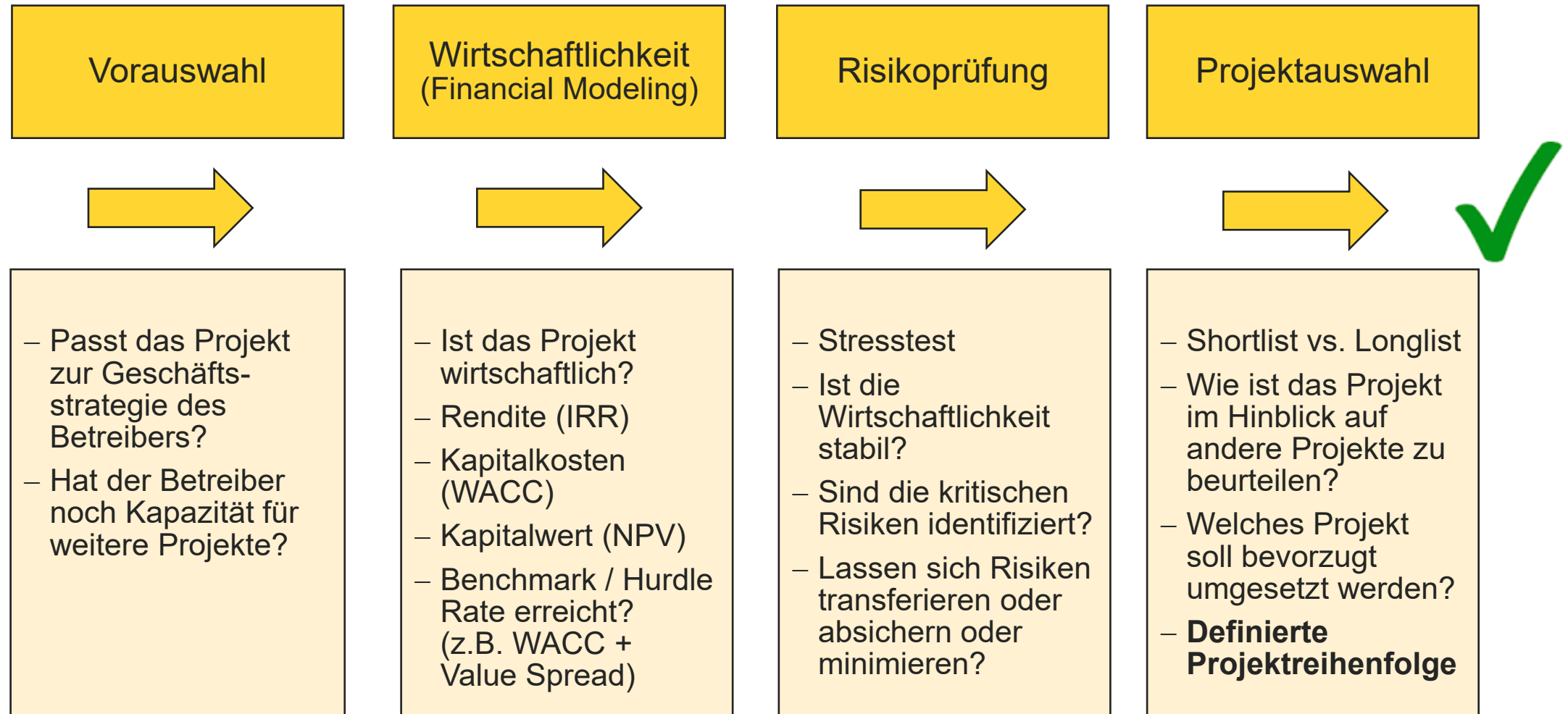


Unterschiedliche Projektstrukturen beeinflussen die Kriterien für die Wirtschaftlichkeit

- Unterschiede bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung je nach Struktur
- Mehrere Einheiten, mehrere Prüfungen / Beteiligte
- Wirtschaftlichkeit über die Schnittstellen nötig
- Wirtschaftlichkeitskriterien der Beteiligten müssen zusammenpassen

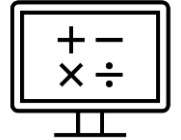


Wirtschaftlichkeit und Entscheidungsprozess beim Betreiber



Und wie kommt das Projekt auf Platz 1 ?

Rentabilitätskennzahlen (die Investorensicht)



Der **IRR** (Internal Rate of Return, interner Zinsfuß) zeigt die Verzinsung des eingesetzten Kapitals (**Rentabilität in % vor Kapitalkosten**).

Der IRR ist der Zinssatz, bei dessen Ansatz der Kapitalwert einer Investition (NPV) gleich null wird (finanzmathematischer Zusammenhang).

Der IRR wird aus einem Zahlungssaldo berechnet und ist abhängig von

- der Höhe der Ausgaben (Investitionen und OPEX)
- der Höhe der Einnahmen / Umsatzerlöse
- dem Faktor Zeit
 - Zeitspanne zwischen Ausgaben und Einnahmen
 - schnelle Umsetzung und schneller Netzausbau erhöhen den IRR

Der IRR \neq Gewinn !

IRR > Kapitalkosten → 

Der **NPV** (Net Present Value Netto, Kapitalwert) zeigt den Projektwert bei gegebenen Kapitalkosten (Rentabilität in Euro).

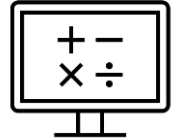
Zur Berechnung werden die Überschüsse aus der Investition (der Zahlungssaldo) auf den heutigen Zeitpunkt abgezinst.

Der NPV wird aus einem Zahlungssaldo berechnet und ist abhängig von

- der Höhe der Ausgaben (Investitionen und OPEX)
- der Höhe der Einnahmen / Umsatzerlösen
- der Höhe der Kapitalkosten (WACC)
- dem Faktor Zeit
 - Zeitspanne zwischen Ausgaben und Einnahmen
 - schnelle Umsetzung und schneller Netzausbau erhöhen den Kapitalwert

Kapitalwert > 0 → 

Wirtschaftlichkeit und Kapitalkosten (WACC)



Weighted Average Cost of Capital (WACC) sind die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten eines Unternehmens.

Der WACC ist daher die Benchmark / Mindestrendite von Investitionsprojekten aus Betreibersicht (Hurdle Rate). Liegt der IRR des Projekts über dem WACC, ist das Projekt rentabel und steigert den Wert des Unternehmens (Value Spread).

WACC (nach Steuern) =

$$\left(\frac{\text{Eigenkapital}}{\text{Gesamtkapital}} \right) * \text{Eigenkapitalzinsen} + \left(\frac{\text{Fremdkapital}}{\text{Gesamtkapital}} \right) * \text{Fremdkapitalzinsen} * (1 - \text{Ertragssteuersatz})$$

- Die Fremdkapitalzinsen bestimmt die Bank
- Die Eigenkapitalzinsen bestimmt das Unternehmen (CAPM, Gremien etc.)
- Das Verhältnis von Eigen- und Fremdkapital verhandeln Bank und Unternehmen
- **Und welche Eigenkapitalkosten kalkuliert eine Kommune / ein Gemeindewerk?**



WACC - Beispiel Eigenkapitalzins und -quote variabel

WACC VOR Steuern										
EK-Zins	Eigenkapitalquote									
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1,0%	3,74%	3,49%	3,23%	2,97%	2,71%	2,46%	2,20%	1,94%	1,69%	1,43%
2,0%	3,89%	3,77%	3,66%	3,54%	3,43%	3,31%	3,20%	3,09%	2,97%	2,86%
3,0%	4,03%	4,06%	4,09%	4,11%	4,14%	4,17%	4,20%	4,23%	4,26%	4,29%
4,0%	4,17%	4,34%	4,51%	4,69%	4,86%	5,03%	5,20%	5,37%	5,54%	5,71%
5,0%	4,31%	4,63%	4,94%	5,26%	5,57%	5,89%	6,20%	6,51%	6,83%	7,14%
6,0%	4,46%	4,91%	5,37%	5,83%	6,29%	6,74%	7,20%	7,66%	8,11%	8,57%
7,0%	4,60%	5,20%	5,80%	6,40%	7,00%	7,60%	8,20%	8,80%	9,40%	10,00%
8,0%	4,74%	5,49%	6,23%	6,97%	7,71%	8,46%	9,20%	9,94%	10,69%	11,43%
9,0%	4,89%	5,77%	6,66%	7,54%	8,43%	9,31%	10,20%	11,09%	11,97%	12,86%
10,0%	5,03%	6,06%	7,09%	8,11%	9,14%	10,17%	11,20%	12,23%	13,26%	14,29%
Annahmen:		Fremdkapitalzins 4,0%				Unternehmenssteuerbelastung				30,0%

WACC NACH Steuern										
EK-Zins	Eigenkapitalquote									
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1,0%	2,62%	2,44%	2,26%	2,08%	1,90%	1,72%	1,54%	1,36%	1,18%	1,00%
2,0%	2,72%	2,64%	2,56%	2,48%	2,40%	2,32%	2,24%	2,16%	2,08%	2,00%
3,0%	2,82%	2,84%	2,86%	2,88%	2,90%	2,92%	2,94%	2,96%	2,98%	3,00%
4,0%	2,92%	3,04%	3,16%	3,28%	3,40%	3,52%	3,64%	3,76%	3,88%	4,00%
5,0%	3,02%	3,24%	3,46%	3,68%	3,90%	4,12%	4,34%	4,56%	4,78%	5,00%
6,0%	3,12%	3,44%	3,76%	4,08%	4,40%	4,72%	5,04%	5,36%	5,68%	6,00%
7,0%	3,22%	3,64%	4,06%	4,48%	4,90%	5,32%	5,74%	6,16%	6,58%	7,00%
8,0%	3,32%	3,84%	4,36%	4,88%	5,40%	5,92%	6,44%	6,96%	7,48%	8,00%
9,0%	3,42%	4,04%	4,66%	5,28%	5,90%	6,52%	7,14%	7,76%	8,38%	9,00%
10,0%	3,52%	4,24%	4,96%	5,68%	6,40%	7,12%	7,84%	8,56%	9,28%	10,00%
Annahmen:		Fremdkapitalzins 4,0%				Unternehmenssteuerbelastung				30,0%

Der WACC ist die sogenannte „Hurdle Rate“, also die Minimalverzinsung (IRR), die das Projekt erreichen muss.

- WACC vor Steuern > IRR vor Steuern!
- WACC nach Steuern > IRR nach Steuern!

Und wo liegt Ihr WACC?

Und wo liegt der IRR Ihres Projekts?

Ist das Projekt bereits optimiert?



WACC - Beispiel Fremdkapitalzins und -quote variabel

WACC VOR Steuern										
FK-Zins	Fremdkapitalquote									
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1,0%	9,10%	8,20%	7,30%	6,40%	5,50%	4,60%	3,70%	2,80%	1,90%	1,00%
1,5%	9,15%	8,30%	7,45%	6,60%	5,75%	4,90%	4,05%	3,20%	2,35%	1,50%
2,0%	9,20%	8,40%	7,60%	6,80%	6,00%	5,20%	4,40%	3,60%	2,80%	2,00%
2,5%	9,25%	8,50%	7,75%	7,00%	6,25%	5,50%	4,75%	4,00%	3,25%	2,50%
3,0%	9,30%	8,60%	7,90%	7,20%	6,50%	5,80%	5,10%	4,40%	3,70%	3,00%
3,5%	9,35%	8,70%	8,05%	7,40%	6,75%	6,10%	5,45%	4,80%	4,15%	3,50%
4,0%	9,40%	8,80%	8,20%	7,60%	7,00%	6,40%	5,80%	5,20%	4,60%	4,00%
4,5%	9,45%	8,90%	8,35%	7,80%	7,25%	6,70%	6,15%	5,60%	5,05%	4,50%
5,0%	9,50%	9,00%	8,50%	8,00%	7,50%	7,00%	6,50%	6,00%	5,50%	5,00%
5,5%	9,55%	9,10%	8,65%	8,20%	7,75%	7,30%	6,85%	6,40%	5,95%	5,50%
Annahmen:		Eigenkapitalzins 7,0%				Unternehmenssteuerbelastung				30,0%

WACC NACH Steuern										
FK-Zins	Fremdkapitalquote									
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1,0%	4,51%	4,12%	3,73%	3,34%	2,95%	2,56%	2,17%	1,78%	1,39%	1,00%
1,5%	4,56%	4,22%	3,88%	3,54%	3,20%	2,86%	2,52%	2,18%	1,84%	1,50%
2,0%	4,61%	4,32%	4,03%	3,74%	3,45%	3,16%	2,87%	2,58%	2,29%	2,00%
2,5%	4,66%	4,42%	4,18%	3,94%	3,70%	3,46%	3,22%	2,98%	2,74%	2,50%
3,0%	4,71%	4,52%	4,33%	4,14%	3,95%	3,76%	3,57%	3,38%	3,19%	3,00%
3,5%	4,76%	4,62%	4,48%	4,34%	4,20%	4,06%	3,92%	3,78%	3,64%	3,50%
4,0%	4,81%	4,72%	4,63%	4,54%	4,45%	4,36%	4,27%	4,18%	4,09%	4,00%
4,5%	4,86%	4,82%	4,78%	4,74%	4,70%	4,66%	4,62%	4,58%	4,54%	4,50%
5,0%	4,91%	4,92%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,99%	5,00%
5,5%	4,96%	5,02%	5,08%	5,14%	5,20%	5,26%	5,32%	5,38%	5,44%	5,50%
Annahmen:		Eigenkapitalzins 7,0%				Unternehmenssteuerbelastung				30,0%

Der WACC ist die sogenannte „Hurdle Rate“, also die Minimalverzinsung (IRR), die das Projekt erreichen muss.

- WACC vor Steuern > IRR vor Steuern!
- WACC nach Steuern > IRR nach Steuern!

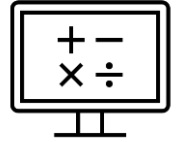
Und wo liegt Ihr WACC?

Und wo liegt der IRR Ihres Projekts?

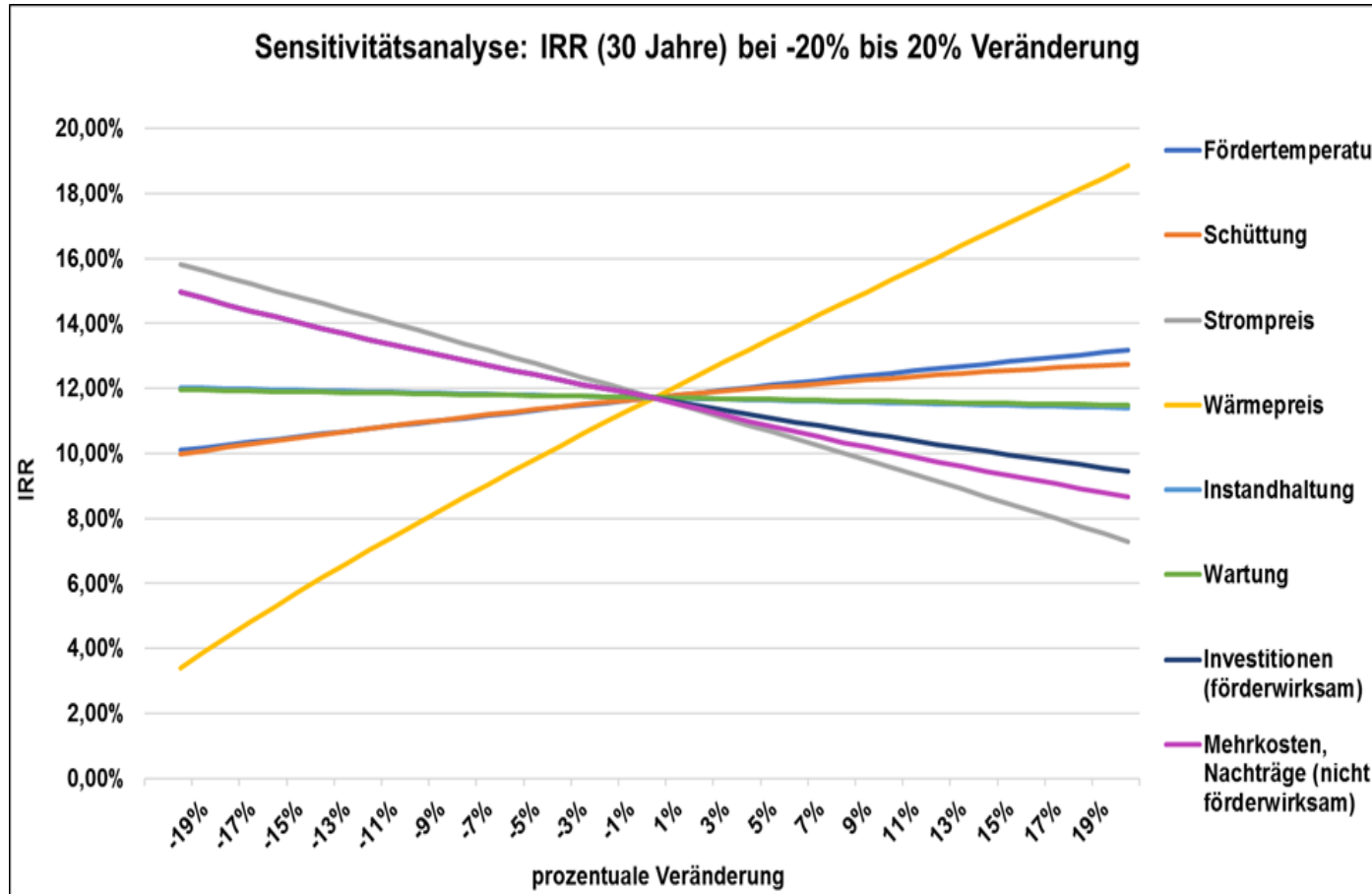
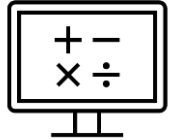
Ist das Projekt bereits optimiert?



Prüfung der Rentabilität auf Stabilität - Stresstest



Die Veränderung **eines** Parameters hat Auswirkung auf **alle** Teilrechnungen und **verändert alle Finanzströme** im Projekt



Prüffelder (nicht abschließend)

- Erzeugungskonzept

- Zeitplan

- Absatzplanung

- Investitionen

- Energiepreise

- Wärmepreise

- Betriebskosten

- Preisentwicklungen

- Finanzierungsbedingungen

Wie belastbar ist die Projektwirtschaftlichkeit?

- Bei Veränderung einzelner Parameter (ceteris paribus)
- Bei Veränderung gleichzeitig mehrerer Parameter

Fördermittel als Nebenbedingung

Fördermöglichkeiten

- KfW, BEW, Landesförderungen, kommunale Zuschüsse

Fördermittel reduzieren den Kapitalbedarf und erhöhen die Projektrendite

- Beispiel: Rendite (IRR) **6,5%** mit 40% BEW, Rendite (IRR) **3,1%** ohne BEW

Herausforderungen

- Verfahrensdauer, Verfügbarkeit und Sicherheit der Zusage
- Ab wann traut sich der Betreiber, Fördermittel in der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu berücksichtigen? Bereits ohne Förderbescheid?

Können Zuschüsse unrentable Projekte rentabel machen?





Genehmigungen und sonstige Rahmenbedingungen

Genehmigungen

- Baurecht, Immissionsschutzrecht, Naturschutzrecht, Wasserrecht, Bergrecht
- Wird die Umsetzung durch besondere Genehmigungsanforderungen prohibitiv erschwert?

Sonstige Rahmenbedingungen

- Flächenverfügbarkeit
- Bürgerbeteiligung und Anschlussbereitschaft
- Politische Unterstützung und allgemeine Akzeptanz
- Kommunikation / Dialog

Sonstige Faktoren

- Flächenverbrauch
- CO₂-Bilanz
- Versorgungssicherheit



Kapazitäten der potenziellen Betreiber

Betreiberverfügbarkeit

- Gibt es ausreichend Betreiber für alle geplanten Wärmenetze?

Wettbewerb um Betreiberkapazitäten

- Mehr Netzprojekte als Betreiberkapazitäten führen zu Auswahlprozessen

Aussortieren von Projekten

- Priorisierung wirtschaftlichster Projekte
- Faktoren: Größe, technische Machbarkeit, politische Unterstützung etc.

VI. Wärmewende - die Sicht der Banken



Typische Bankenforderungen für die Finanzierung eines Wärmeprojekts

- Kapaldienstfähigkeit als Finanzierungsvoraussetzung

Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR Debt Service Coverage Ratio) = EBITDA / Kapaldienst

Die Kennzahl zeigt, in welchem Verhältnis das betriebliche Cashflow-Ergebnis (EBITDA) zum Kapaldienst (Zins und Tilgung) steht.

Je höher die Kennzahl, desto niedriger ist das Risiko der Bank, dass der Kapaldienst ausfällt.

Zinsdeckungsgrad (Interest Coverage Ratio) = EBIT / Zinsaufwand

Die Kennzahl zeigt, wie gut die Zinsaufwendungen aus dem operativen Gewinn (EBIT) gedeckt werden können. Ein Wert über 10 gilt als sehr sicher, unter 2,5 als bedenklich.

- Mindesteigenkapital für negative Cashflows und Risikoinvestitionen sowie **Sicherheiten**

- Projekt- / Träggerrating Rating für Basel III (Eigenkapitalunterlegung) und Zinsmarge

- Bankübliche Auszahlungsvoraussetzungen und Covenants (Negativerklärung etc.)

Der Finanzierungsprozess - 6 bis 12 Monate



Verhandlung mit der Hausbank / Spezialinstitut / Konsortium

- Vorstellung Wärmekonzept / Finanzmodell und Finanzierungskonzept
- EU-beihilfenrechtliche Voraussetzungen (z.B. Private Investor Test)
- Sicherheiten (z.B. Gewährträgerhaftung / Bürgschaft / Kapitaldienststerklärung)
- **Achtung:** Die Aktuelle Förderkulisse sieht noch keine (signifikante) Haftungsfreistellung bei Förderdarlehen vor

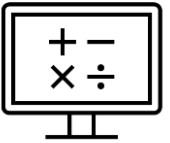
Kommunalaufsicht

- Laufende Einbindung und Abstimmung

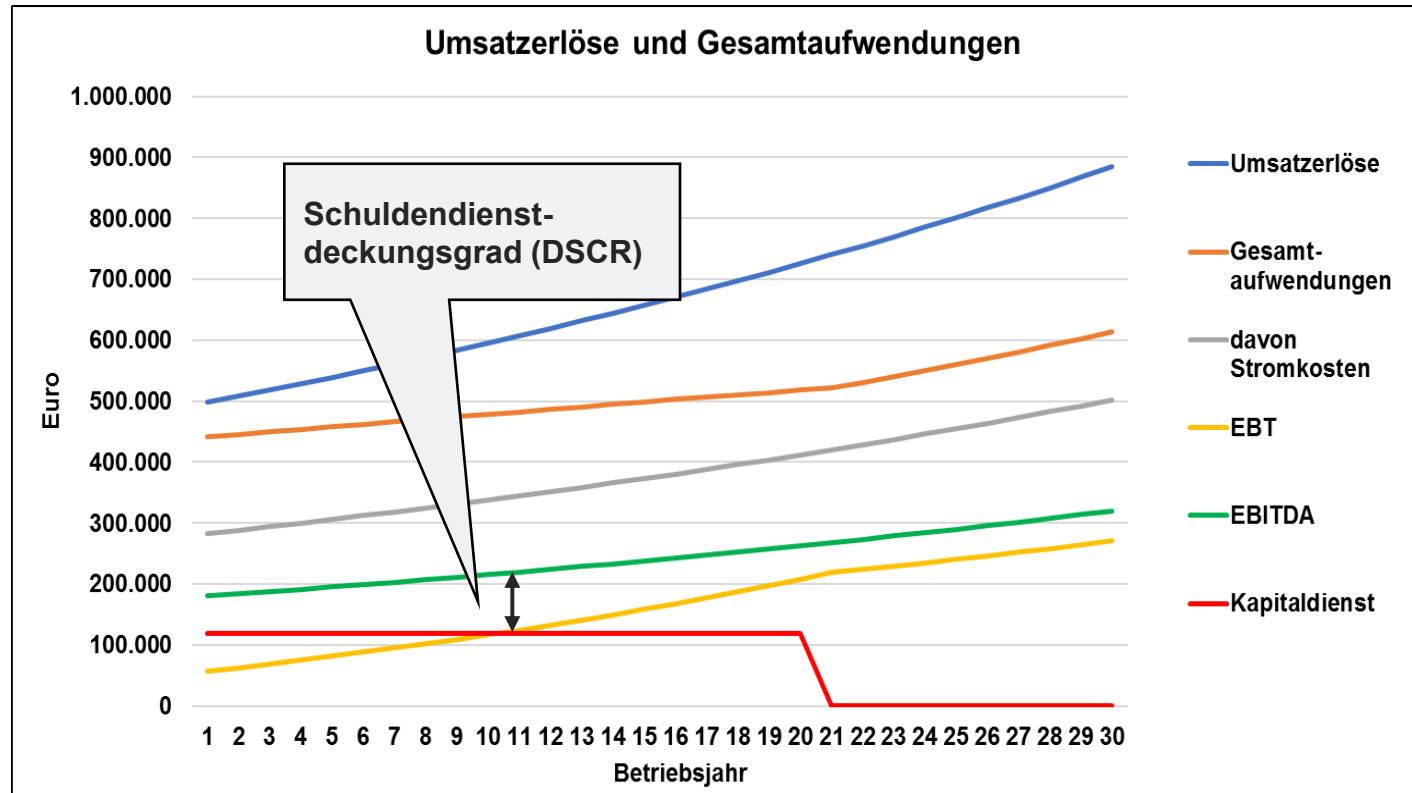


Fördermittel

- Rechtzeitige Beantragung aller möglichen Fördermittel
- Z.B. BEW Module 1, 2 und 4 (Bearbeitungsdauer einkalkulieren!)
- **Achtung:** Fördermittel fließen mit Zeitversatz von 1 - 2 Jahren und müssen vorfinanziert werden!



Prüfung der Rendite- und Finanzierungskennzahlen



Ist das Projekt aus Bankensicht finanzierbar?

Ist der Schuldendienstdeckungsgrad angemessen?
(EBITDA ./ Kapitaldienst)

- 1,0 zzgl. Risikoaufschlag (je nach Sicherheit der Cashflows)
- In der kommunalen Projektpraxis meist 1,1 bis 1,3
- Bei Project Finance regelmäßig 1,3 bis 1,6

Ist das Projekt wirtschaftlich? Ist die Wirtschaftlichkeit belastbar?

- Gemessen an üblichen Kennzahlen zur Bewertung der Rentabilität
- Der IRR in % bezieht die Investitionsrendite des Projekts, sie muss über den Kapitalkosten liegen
- Der NPV in Euro bezieht den (Mehr)Wert des Projekts gemessen an einer Sollrendite, er muss größer Null sein



Die Bank entscheidet (mit)

„Finanzierungsschubladen“ Darlehensfinanzierung aus Bankensicht

Kommunalfinanzierung

Finanzierungssicherheit:
Die Kommune

Kreditdurchleitung
Bürgschaft
Gewährträgerhaftung

Corporate Finance

Finanzierungssicherheit:
Das Unternehmen

Project Finance (Non-Recourse)

Finanzierungssicherheit:
Das Projekt /
Die Projectcashflows

- Wärmeprojekte eignen sich wegen der spezifischen Absatzrisiken, des Netzausbaus und der Variabilität im Verlauf nur sehr schlecht für Project Finance (Non-Recourse)
- Wärmeprojekte können meist nur fremdfinanziert werden, wenn der Initiator **Sicherheiten** stellt (das Versorgungsunternehmen und / oder die Trägerkommune)
- Unterschiedliche Beiträge einzelner Partner verlangen komplexe Regelungen

Typische Sicherheiten und Auflagen im Darlehensvertrag

Kommunal- finanzierung und kommunalähnlich

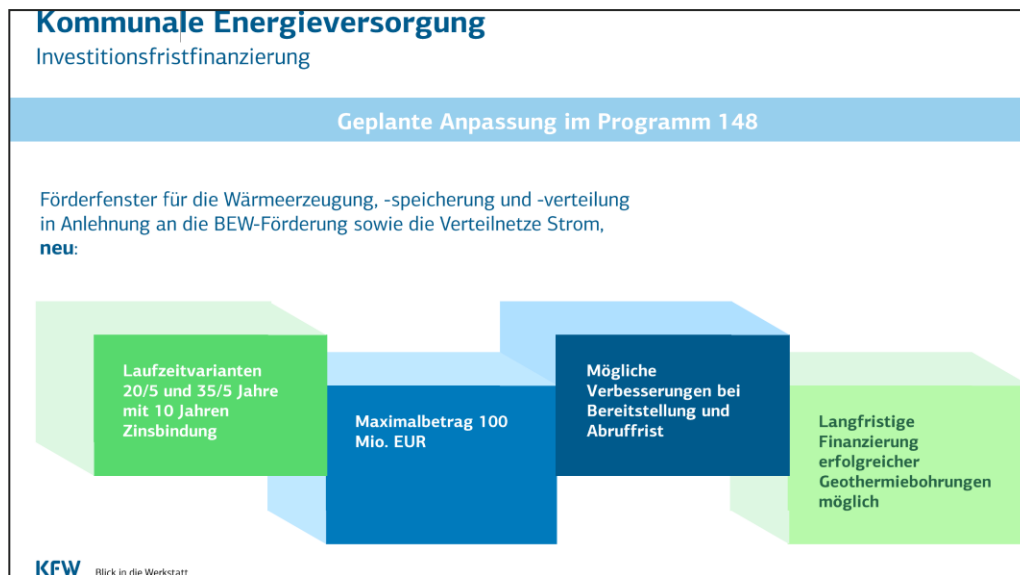
- Bürgschaften / Gewährträgerhaftung, ggf. neben anderen Sicherheiten
-

Corporate Finance:

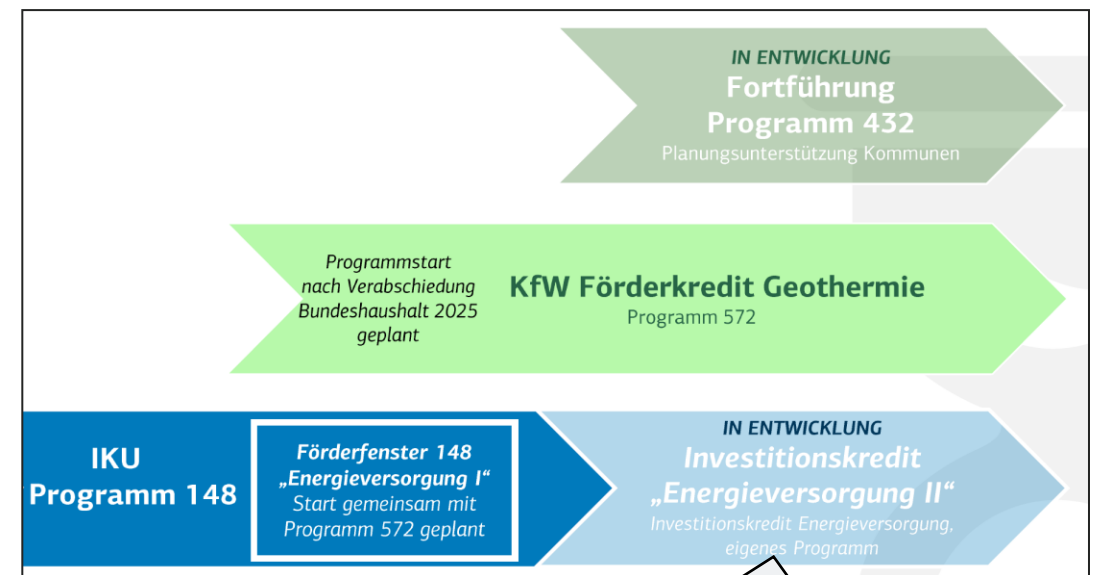
- Sicherungshalber Abtretung der Förderzuschüsse
 - Sicherungshalber Abtretung der Forderungen aus Wärmeverkauf und (Stromlieferung)
 - Wärmelieferverträge mit Abnahmegarantie (Take or Pay)
 - Sicherungsübereignung der Anlagen
 - Eintragung einer vollstreckbaren Grundschild am Erzeugungsstandort
 - Kapitaldienstklärung
 - Eigenkapitalvorrang vor Darlehensauszahlung und bei Budgetüberschreitungen
 - Rückführung der Zwischenfinanzierung durch erhaltene Förderungen
 - Negativerklärung, Gleichbehandlungserklärung etc.
 - Beibehaltung der Gesellschafterverhältnisse (Kontrollwechsel)
 - Cash Flow-Waterfall (Zahlungen an Gesellschafter sind strukturell nachrangig)
 - Reservekonten (Schuldendienstreserve, Instandhaltungsreserve etc.)
 - etc.
-

Darlehensprogramme (auszugsweise)

- **KfW Programm IKU 148 - Kommunale und Soziale Unternehmen**
→ Energieversorgung I → Energieversorgung II



Quelle: KfW Blick in die Werkstatt, Februar 2025



- **LfA Energiekredit Wärme (75% EE im Netz)**



- 10 Mio. Euro je Vorhaben,
- Laufzeit 10 bis 30 Jahre, 2 bis 3 tilgungsfreie Jahre, marktübliche / risikogerechte Zinssätze
- Keine (teilweise) Haftungsfreistellung möglich, weil beihilfenfreies Programm



Die KfW plant, hier (teilweise) Haftungsfreistellungen ins Programm aufzunehmen

VII. Case Studies Wärmewende

1. Wärmeprojekt Norddeutsches Becken
2. Wärmeprojekt Bayerische Molasse
3. Wärme- / Stromprojekt Oberrheingraben
 - Szenario I: Wärmeversorgung für einen Großkunden
 - Szenario II: Wärmeversorgung für einen Großkunden und Stromerzeugung
 - Szenario III: Wärmeversorgung für zwei Großkunden

Marktübliche und vergleichbare Annahmen zu

- Investitionen (spezifische Preise)
- Finanzierungskonditionen
- Wärme- und Strompreisen, Betriebsaufwendungen sowie Inflationsannahmen
- Benchmark IRR vor Steuern > 5% als Untergrenze



Projektsteckbrief (1) - Wärmeprojekt Norddeutsches Becken

Lage

- Norddeutsches Becken

Projektgegenstand

- Wärmeversorgung für einige Großkunden in einer Kleinstadt
- Anschlussleistung 11 MW p.a. im Endausbau
- Wärmeabsatz 26 GWh p.a. im Endausbau
- Fördertemperatur 128 °C, Schüttung 30 l/s
- Leistung Geothermie 7,3 MW

Besonderheit

- Kurzes Netz bei wenigen Großkunden

Investitionsvolumen

- 33 Mio. EUR

Kennzahlen mit Fördermitteln

- IRR of FCF vor Steuern 8,4 %
- Ø DSCR 3,5
- Break-Even-Point im 1. Betriebsjahr

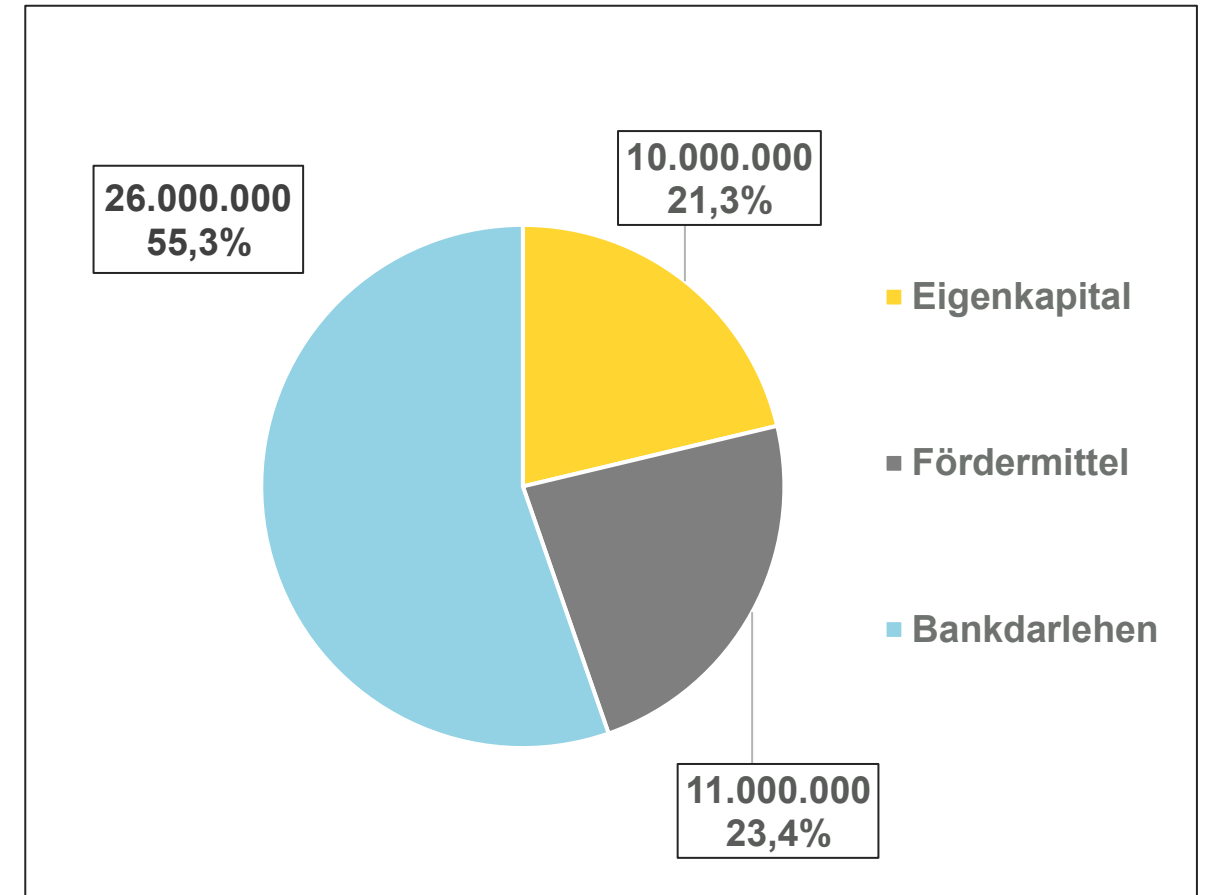
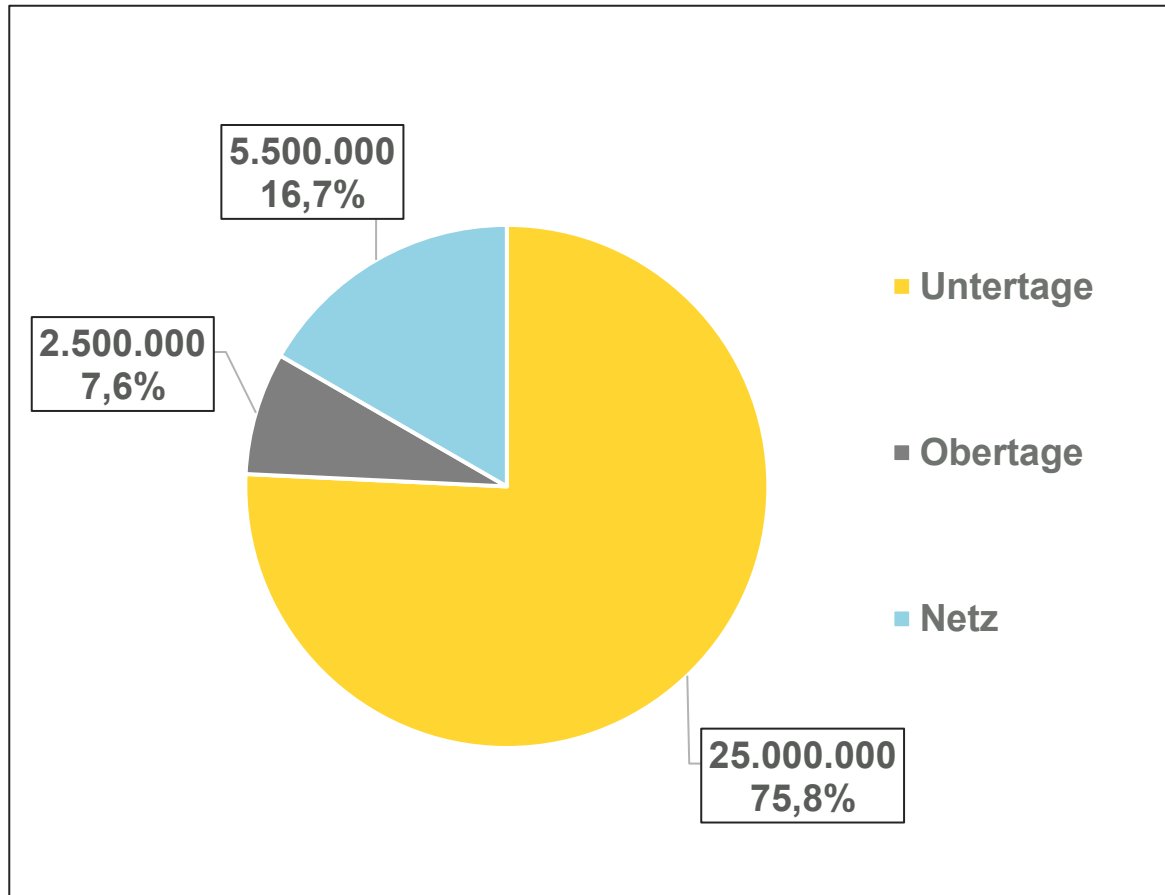
Kennzahlen ohne Fördermittel

- IRR of FCF vor Steuern 5,7 %
- Ø DSCR 1,5
- Break-Even-Point im 1. Betriebsjahr





Projekt (1) - Investitionen und Finanzierung

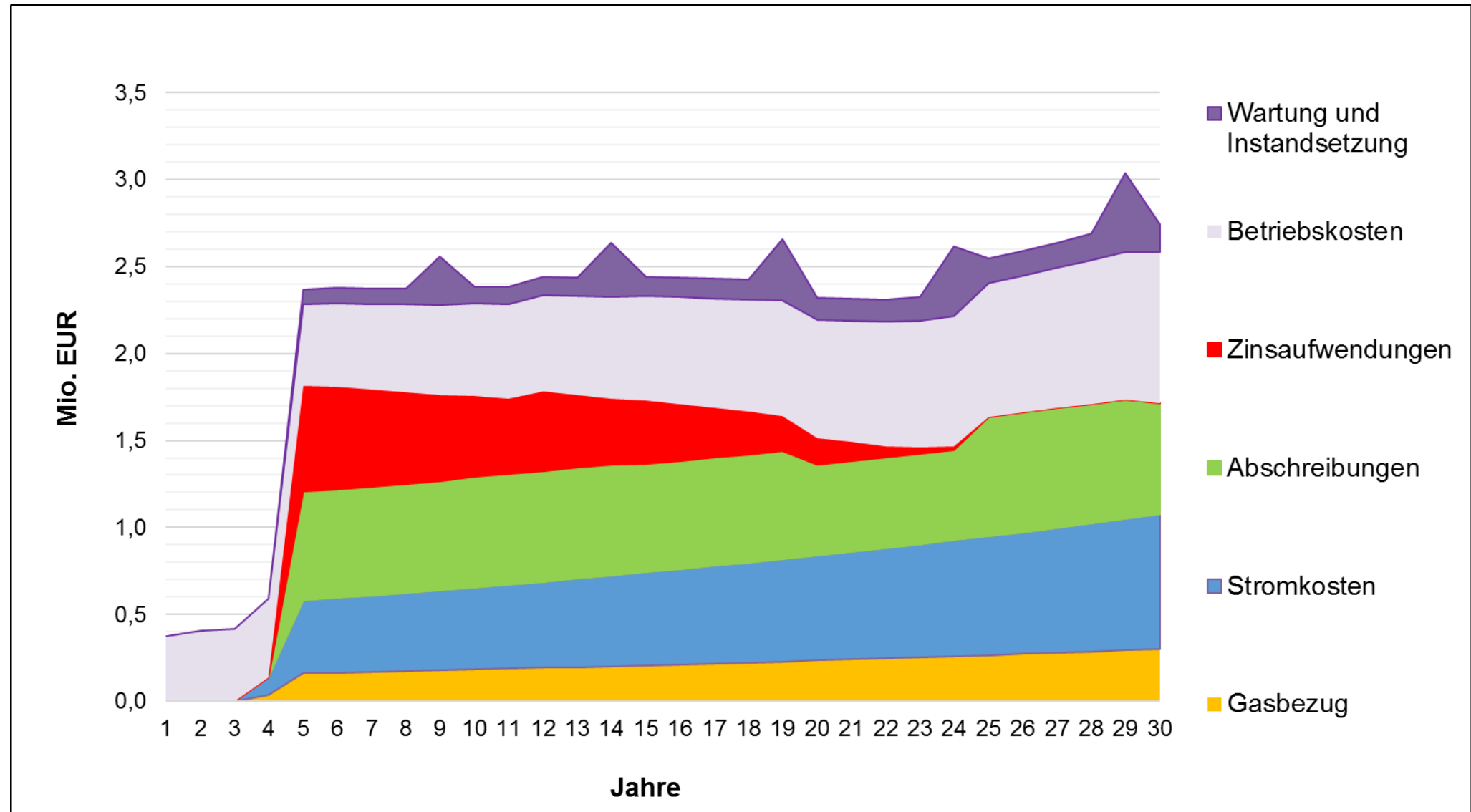


– Investitionsvolumen 33 Mio. EUR

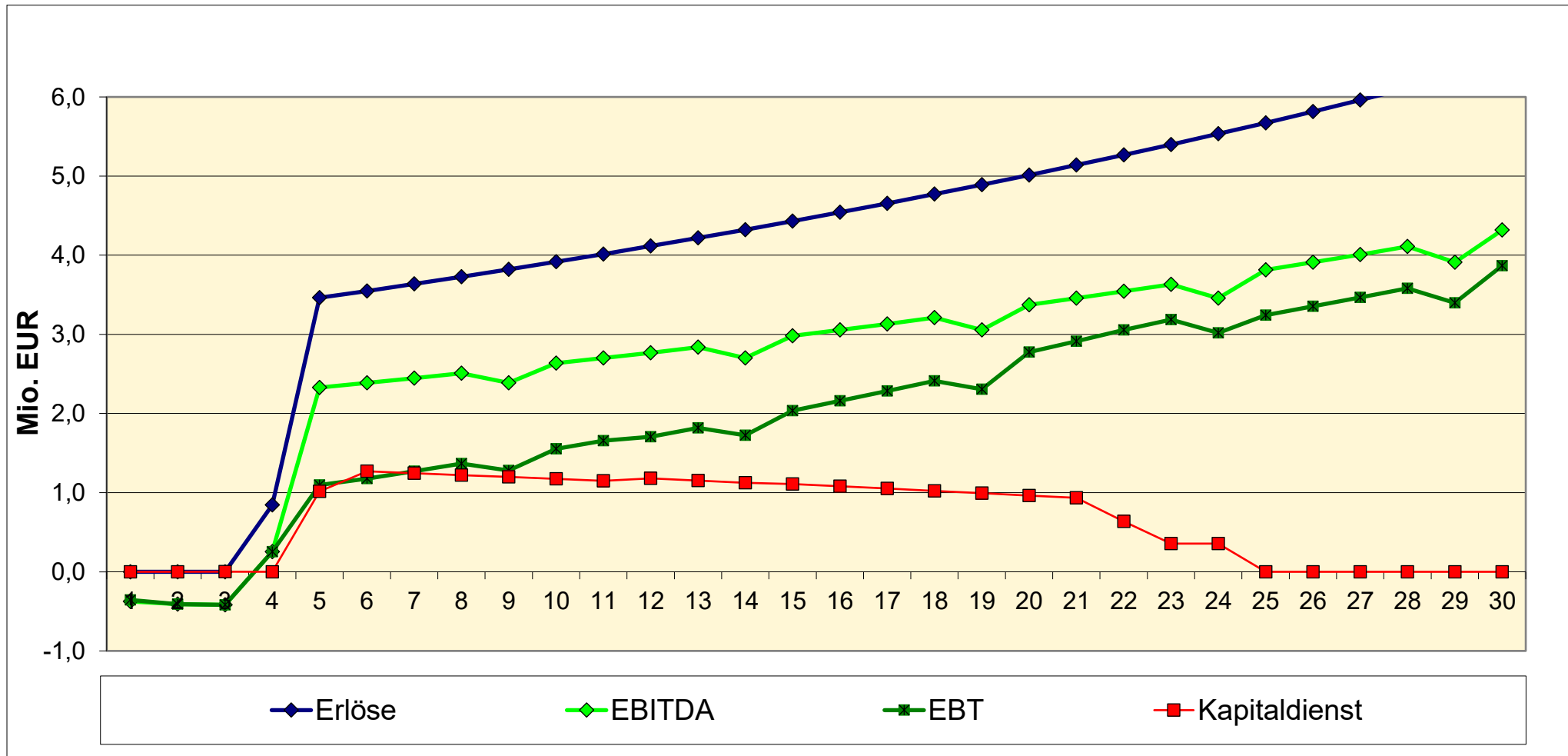
- Finanzierungsvolumen 47 Mio. EUR
- davon Vorfinanzierung Fördermittel 11 Mio. EUR



Projekt (1) - Aufwendungen



Projekt (1) - Ertragsentwicklung



Projektsteckbrief (2) - Wärmeprojekt Bay. Molassebecken

Lage

- Molassebecken

Projektgegenstand

- Wärmeversorgung aus Geothermie für eine Gemeinde durch einen Fernwärmeversorger
- Anschlussleistung 68 MW p.a. im Endausbau
- Wärmeabsatze 86 GWh p.a. im Endausbau
- Leistung Geothermierücklauf 16 MW

Besonderheit

- Fremdbezug von Geothermie
- Eigene Erzeugung nur für Spitze und Reserve
- langjähriger Netzaufbau
- Hohe Investitionen in Großwärmepumpen

Investitionsvolumen

- 118 Mio. EUR

Kennzahlen mit Fördermitteln

- IRR of FCF vor Steuern 5,6 %
(ohne Inflation 3,0 %)
- Ø DSCR 1,6
- Break-Even-Point im 11. Betriebsjahr

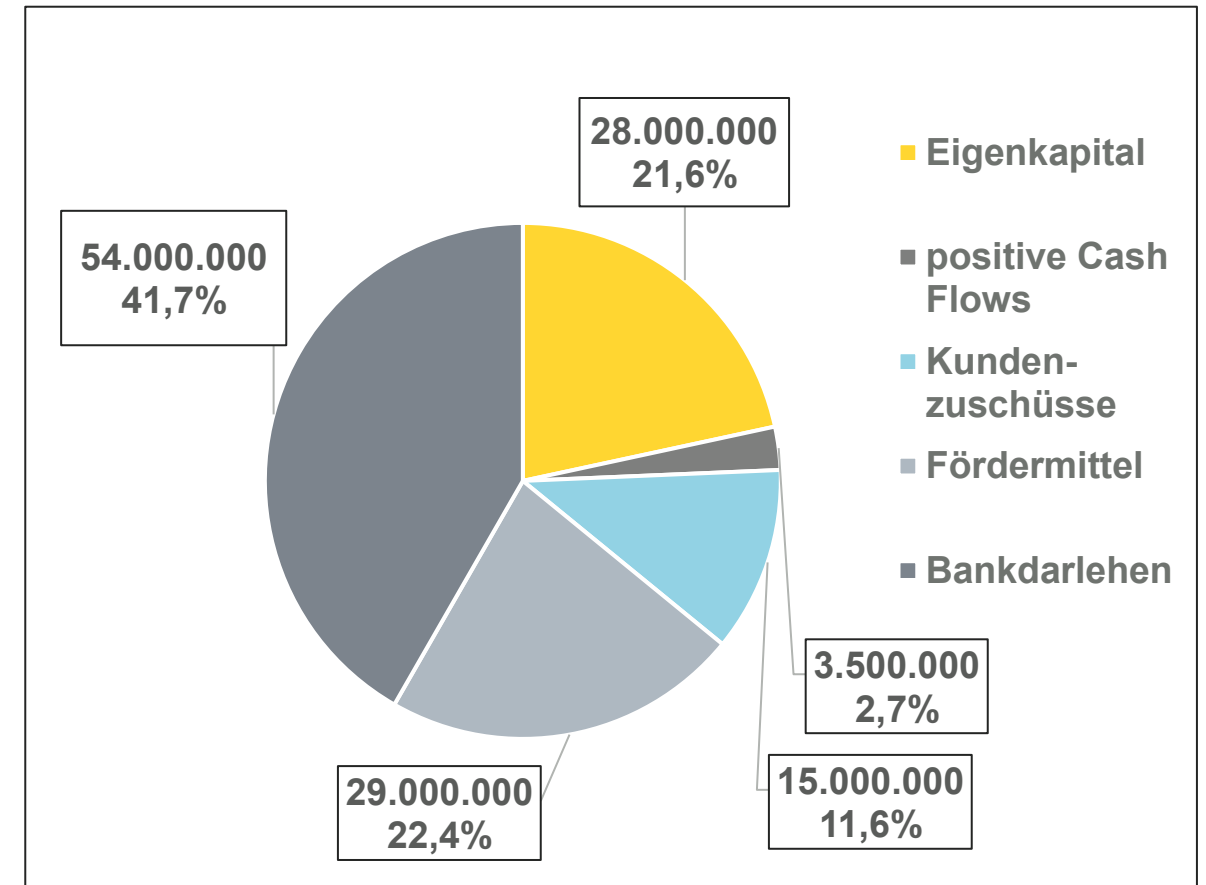
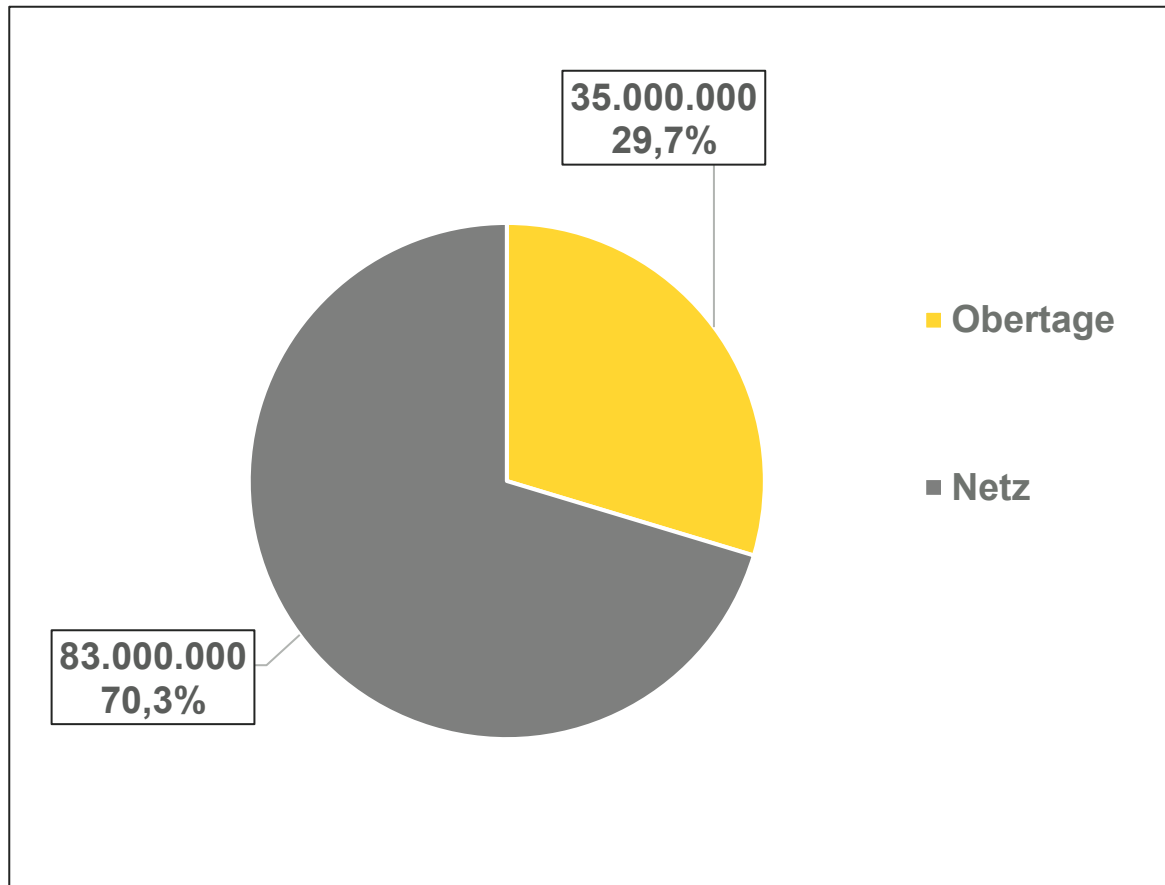
Kennzahlen ohne Fördermittel

- IRR of FCF vor Steuern 2,2 %
- Ø DSCR 0,9
- Break-Even-Point wird nicht erreicht





Projekt (2) - Investitionen und Finanzierung

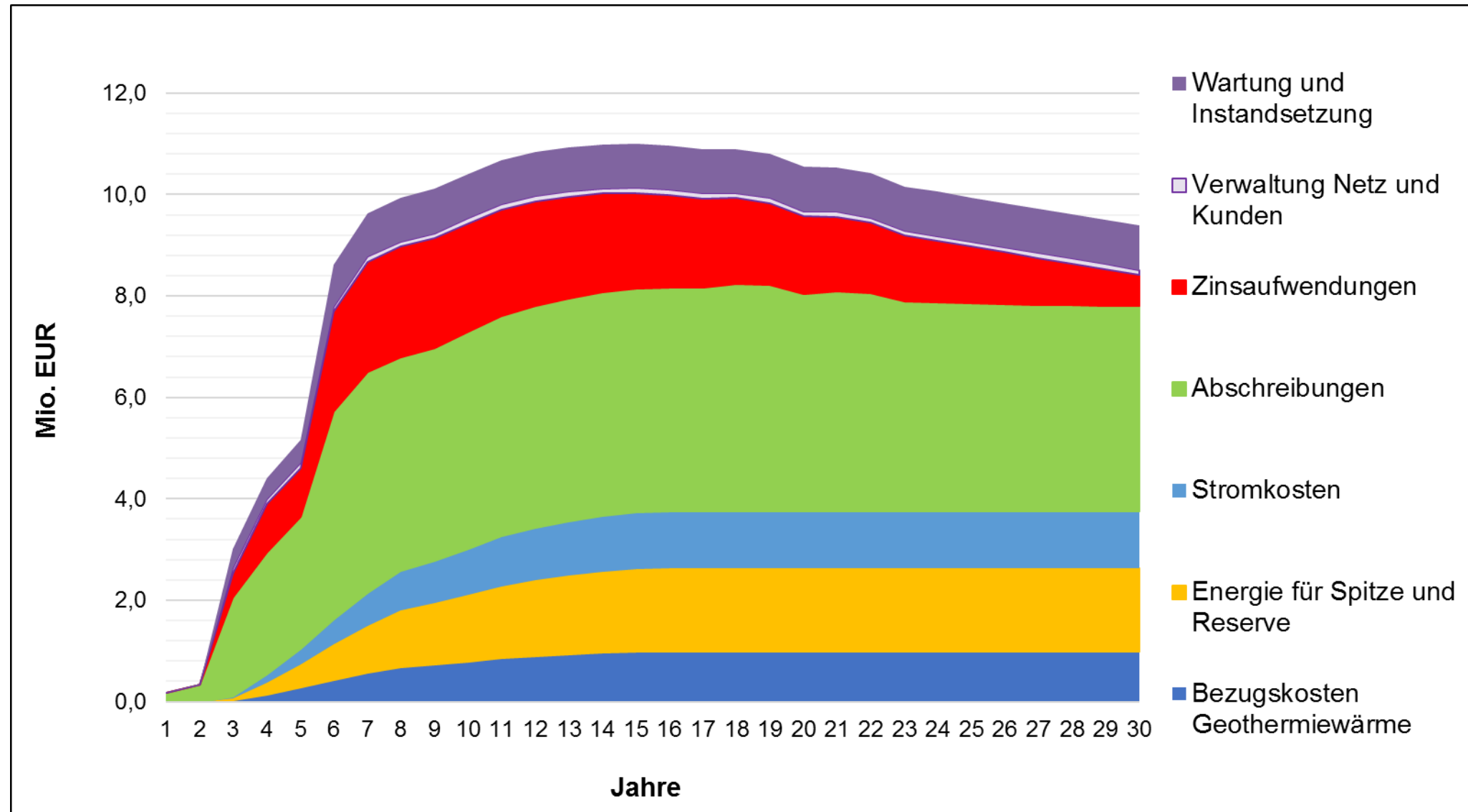


– Investitionsvolumen 118 Mio. EUR

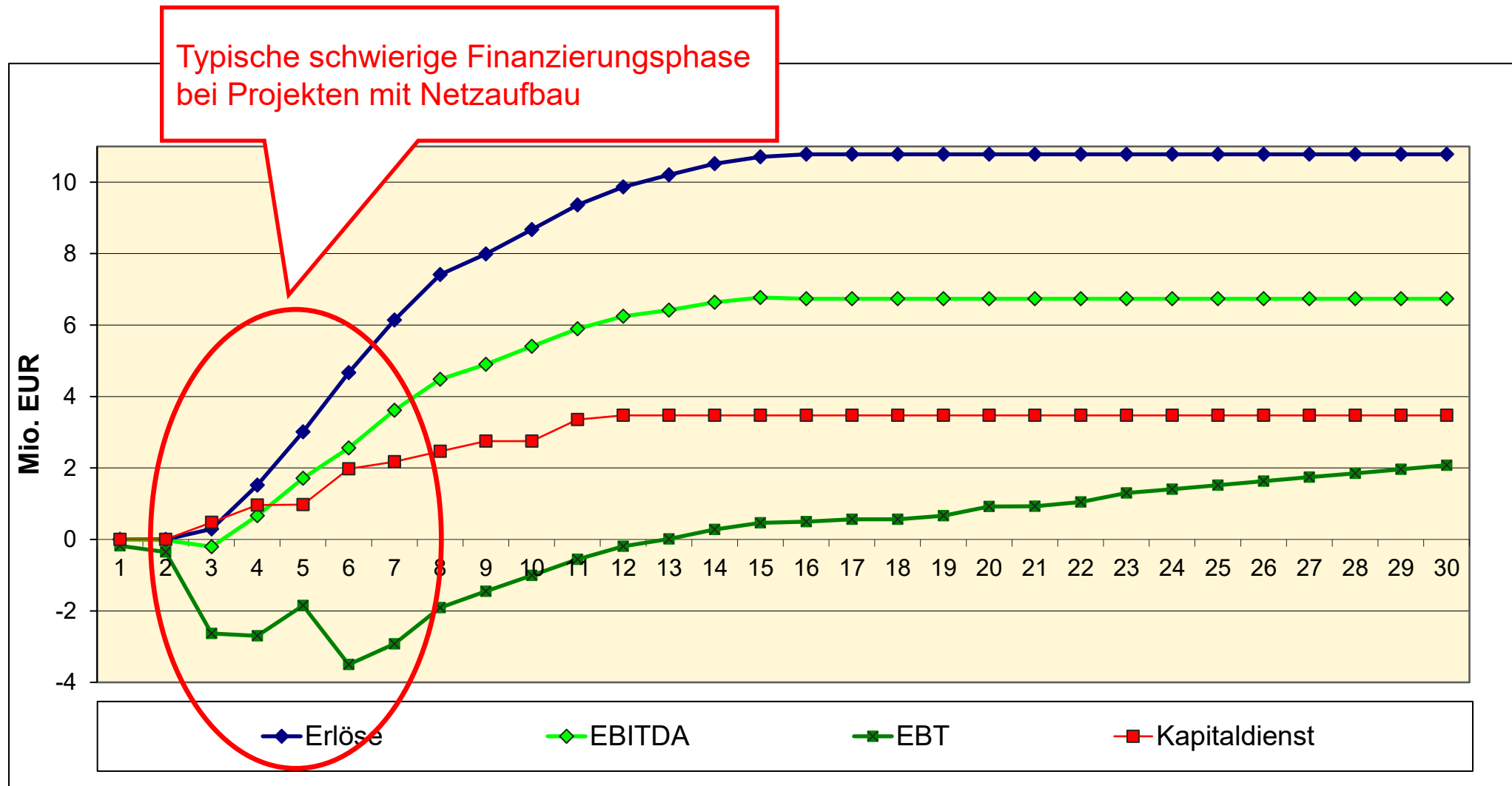
– Finanzierungsvolumen 130 Mio. EUR



Projekt (2) - Aufwendungen (hier nicht inflationiert)



Projekt (2) - Ertragsentwicklung (hier nicht inflationiert)





Projektsteckbrief (3) - Projekt Oberrheingraben Szenario I

Lage

- Oberrheingraben

Projektgegenstand

- Wärmeversorgung für eine Stadt
- Anschlussleistung 40 MW p.a. im Endausbau
- Wärmeabsatzmenge 118 GWh p.a. im Endausbau
- Fördertemperatur 150 °C, Schüttung 70 l/s
- Thermische Leistung 23,8 MW je Dublette

Besonderheit

- Transformation eines bestehenden Wärmenetzes in einer Stadt
- Kein Netzbau
- zwei Dubletten

Investitionsvolumen

- Mio. 93 Mio. EUR

Kennzahlen mit Fördermitteln

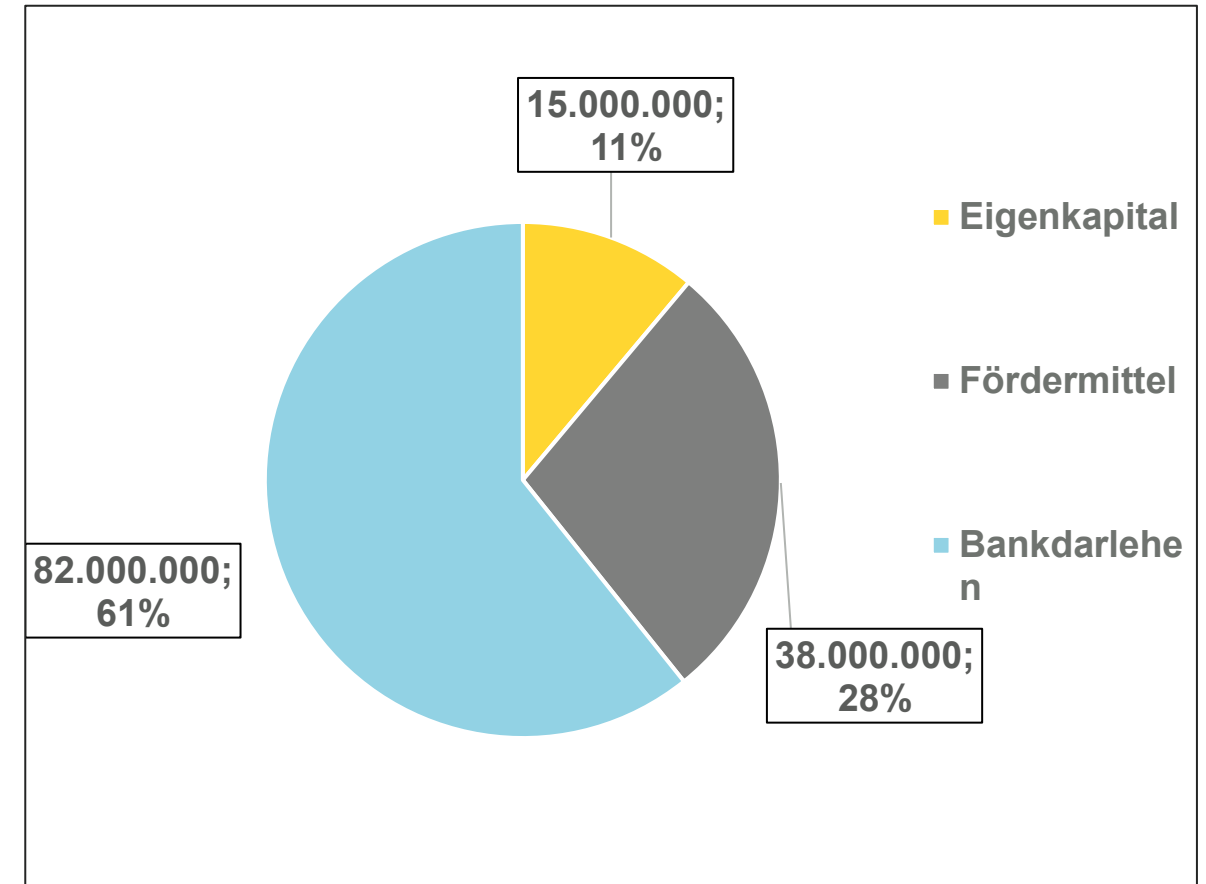
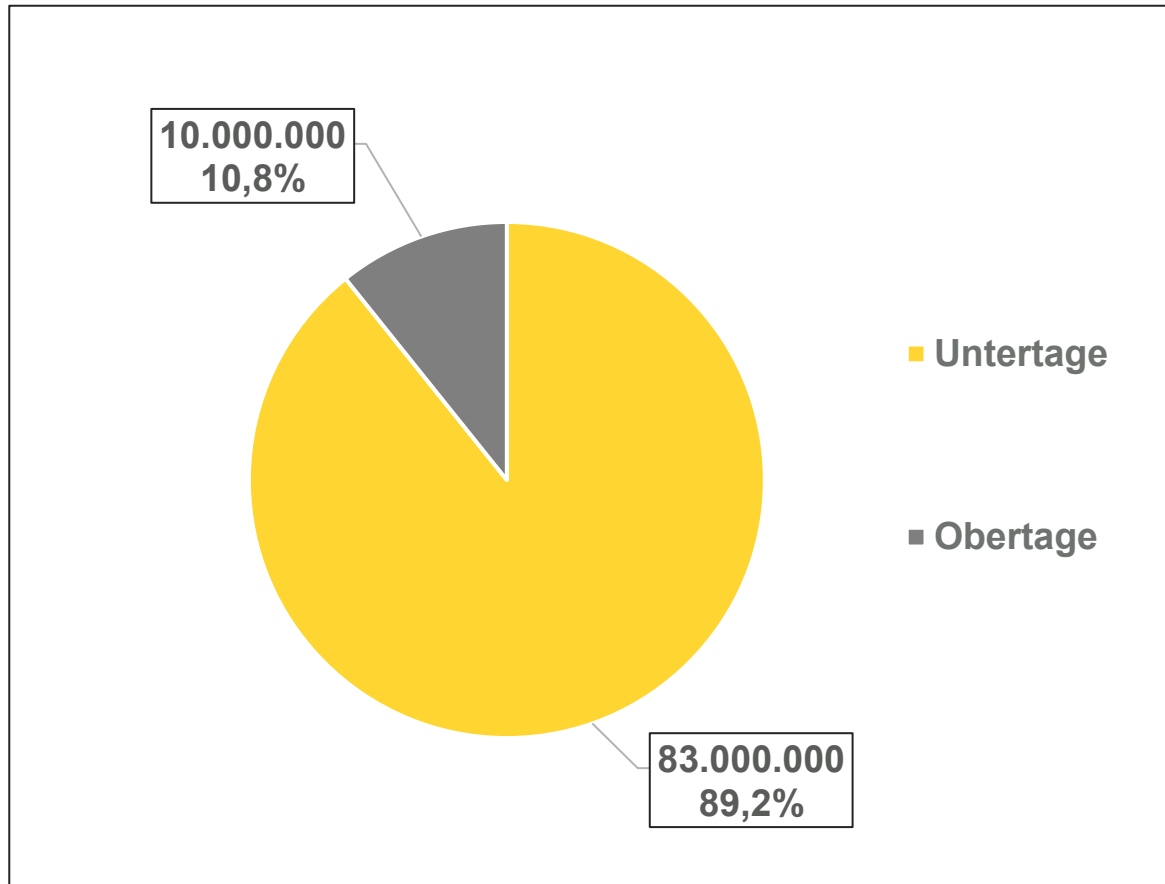
- **IRR of FCF vor Steuern 3,1 %**
- **Ø DSCR 0,6**
- **Break-Even-Point rechnerisch im 24. Betriebsjahr**

Kennzahlen ohne Fördermittel

- **IRR of FCF vor Steuern 0,8 %**
- **Ø DSCR 0,3**
- **Break-Even-Point wird nicht erreicht**



Projekt (3) Szenario I - Investitionen und Finanzierung

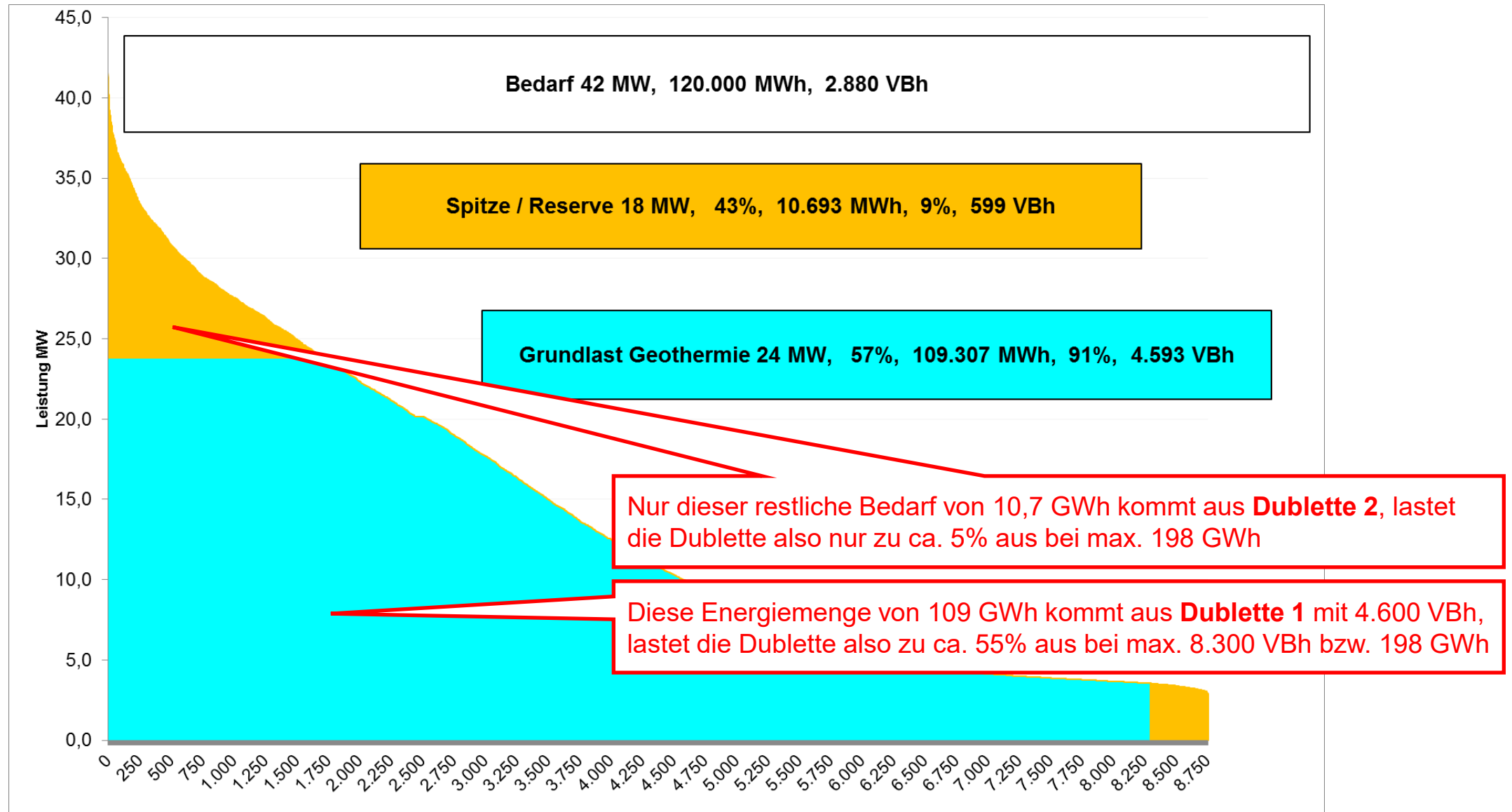


– Investitionsvolumen 93 Mio. EUR

– Finanzierungsvolumen 135 Mio. EUR
– davon Vorfinanzierung Fördermittel 38 Mio. EUR

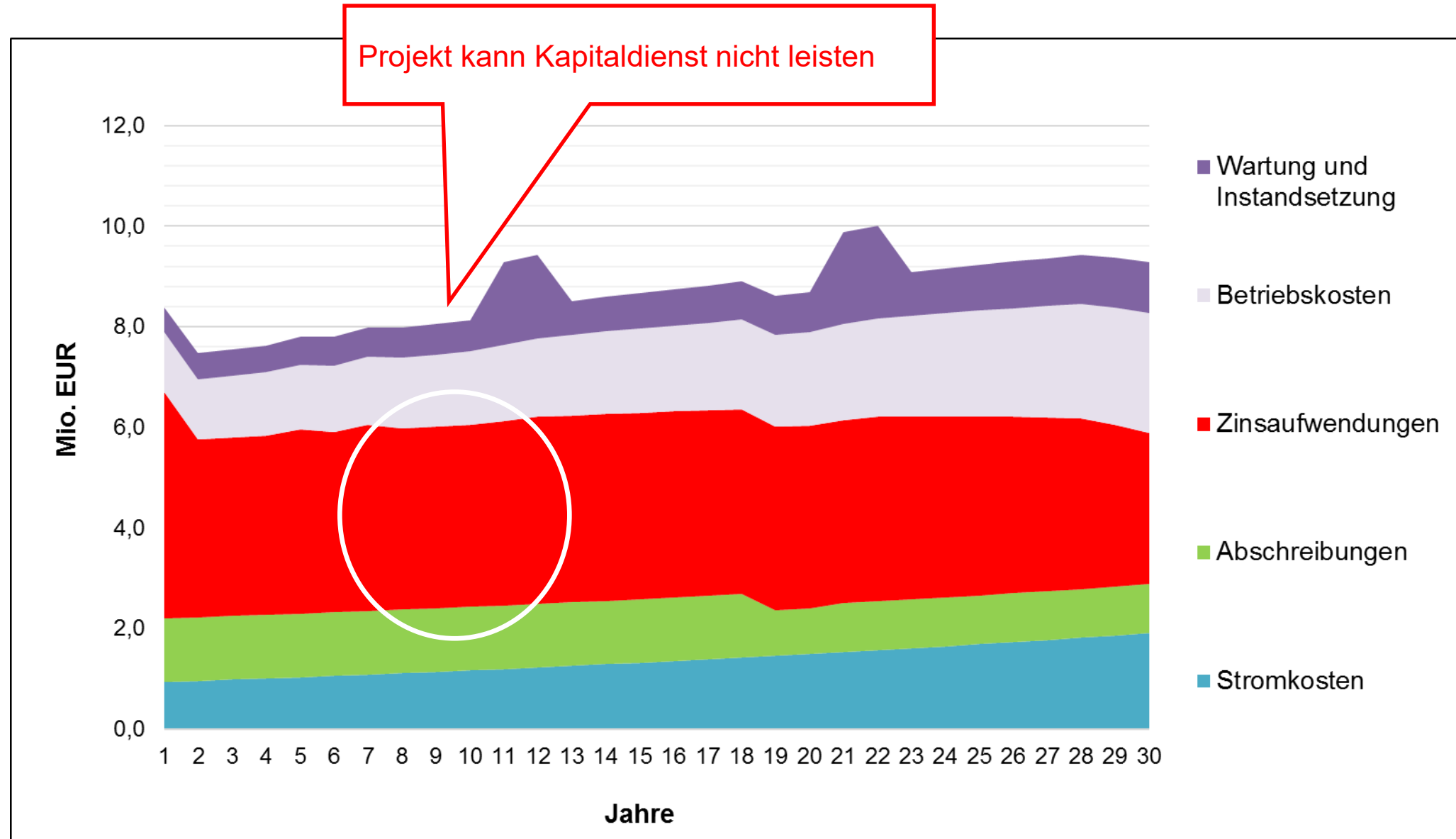


Projekt (3) Szenario I - Auslastung der Dubletten

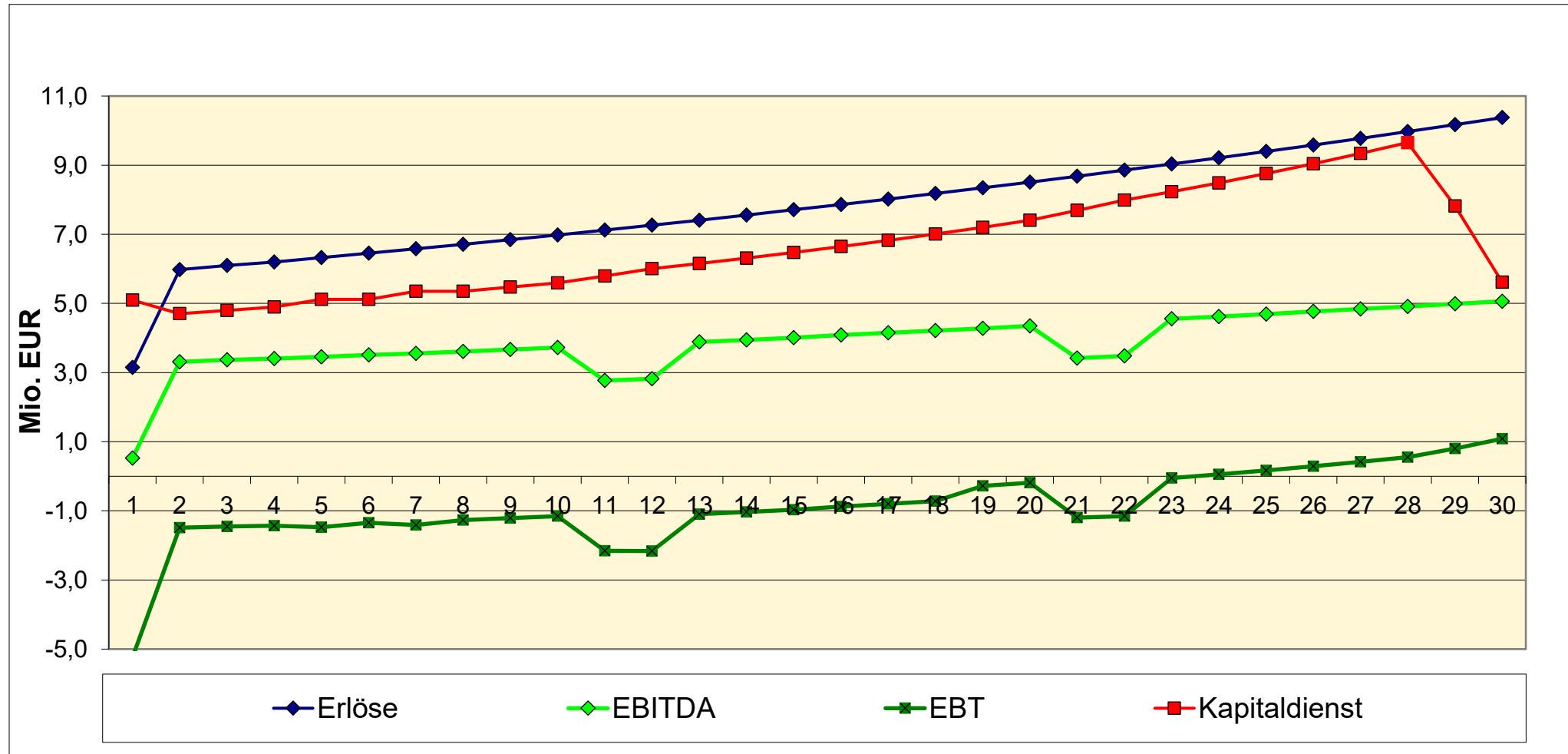




Projekt (3) Szenario I - Aufwendungen



Projekt (3) Szenario I - Ertragsentwicklung





Projektsteckbrief (3) - Projekt Oberrheingraben Szenario II

Lage

- Oberrheingraben

Projektgegenstand

- Wärmeversorgung für eine Stadt
- Anschlussleistung 40 MW p.a. im Endausbau
- Wärmeabsatz 118 GWh p.a. im Endausbau
- Stromerzeugung / Einspeisemenge 14 GWh p.a.
- Fördertemperatur 150 °C, Schüttung 70 l/s
- Thermische Leistung 23,8 MW je Dublette

Besonderheit

- Transformation eines bestehenden Wärmenetzes in einer Stadt
- kein Netzbau
- zwei Dubletten
- **ORC-Kraftwerk 3,6 MWel**

Investitionsvolumen

- 123 Mio. EUR

Kennzahlen mit Fördermitteln

- IRR of FCF vor Steuern 5,3 %
- Ø DSCR 1,1
- Break-Even-Point im 13. Betriebsjahr

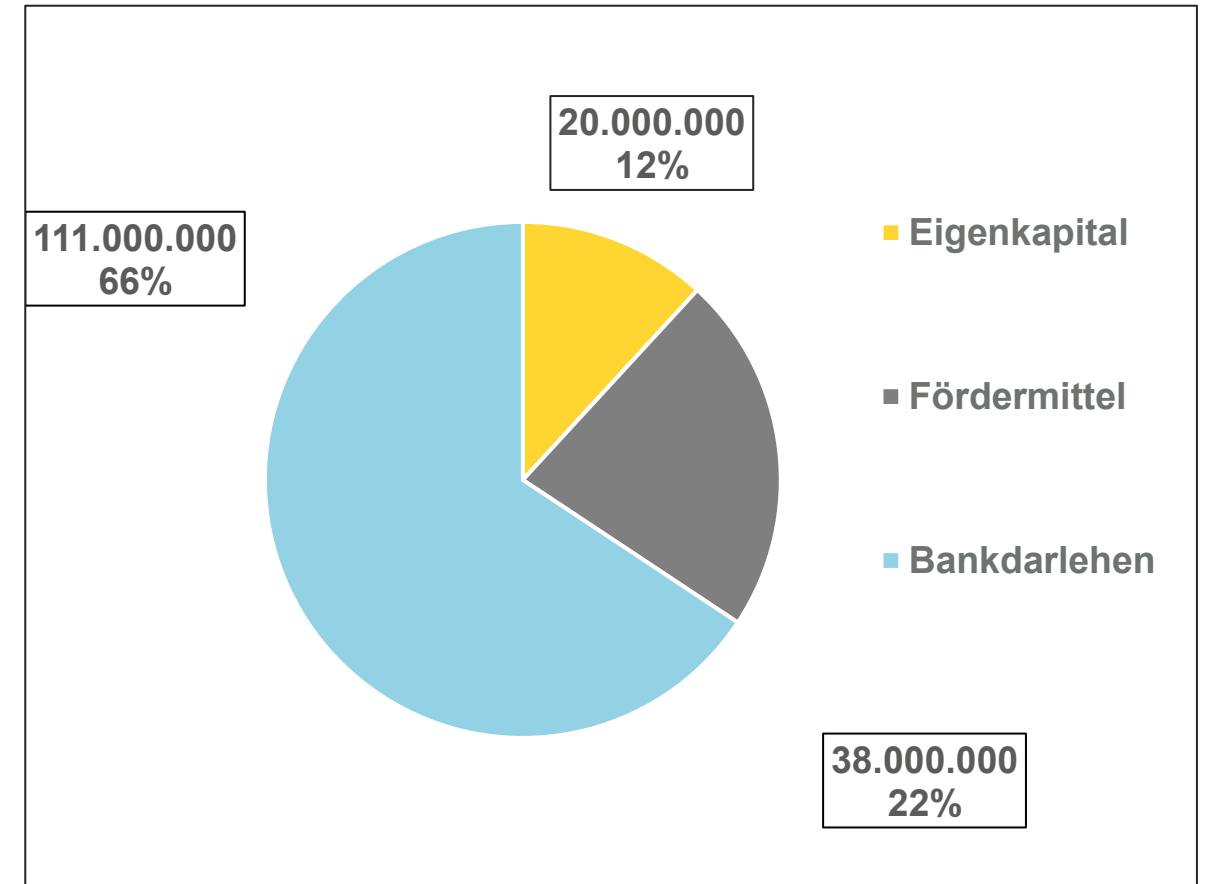
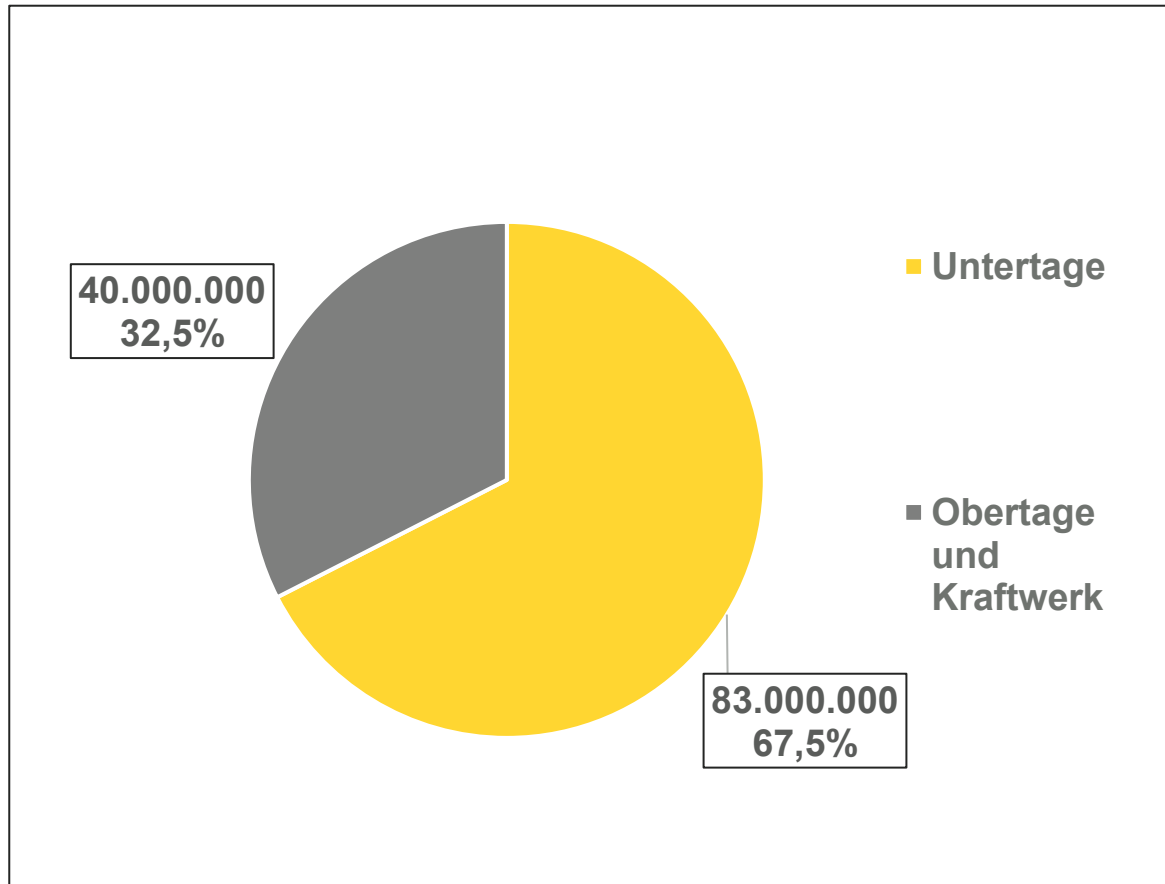
Kennzahlen ohne Fördermittel

- IRR of FCF vor Steuern 4,1 %
- Ø DSCR 0,7
- Break-Even-Point im 21. Betriebsjahr





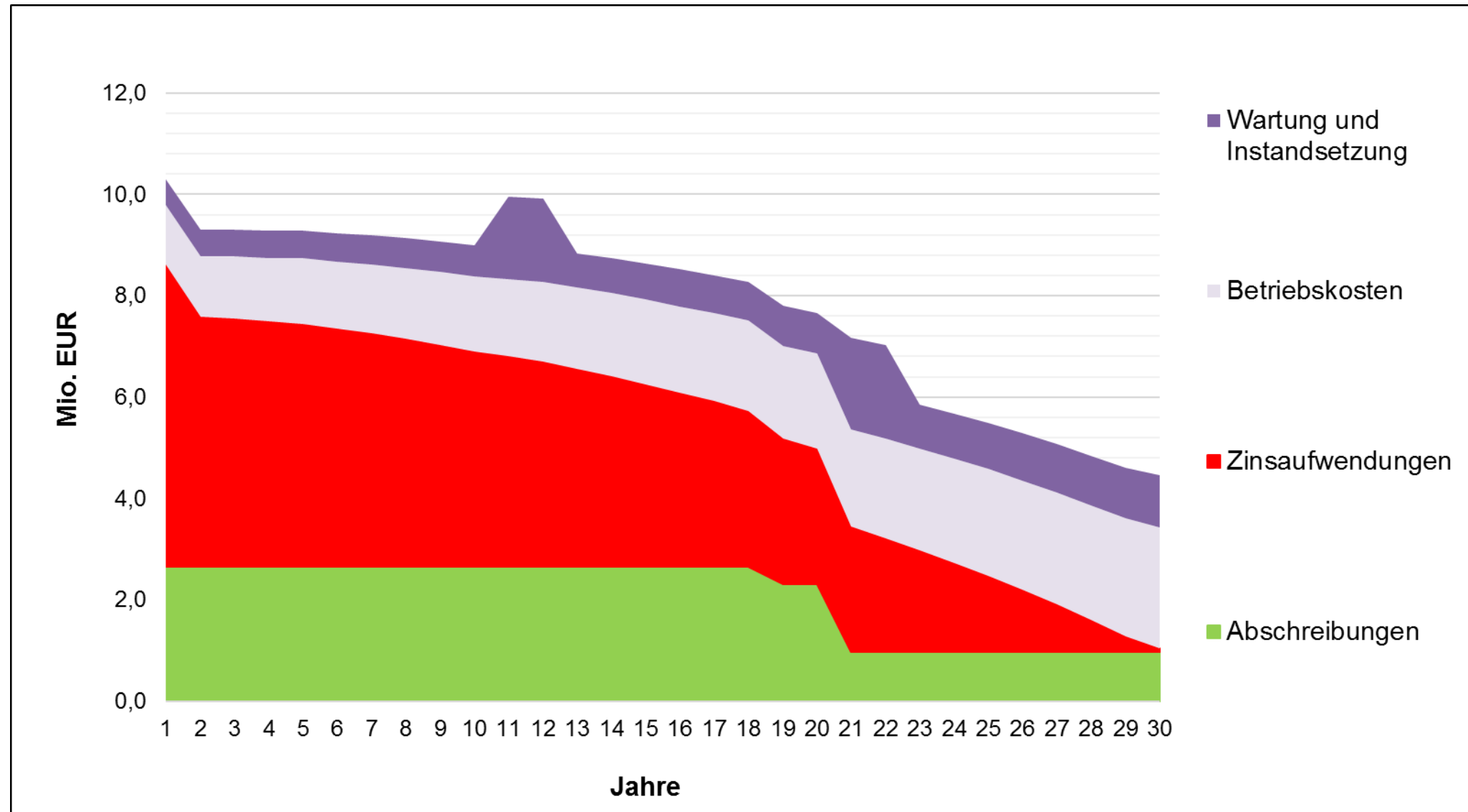
Projekt (3) Szenario II - Investitionen und Finanzierung



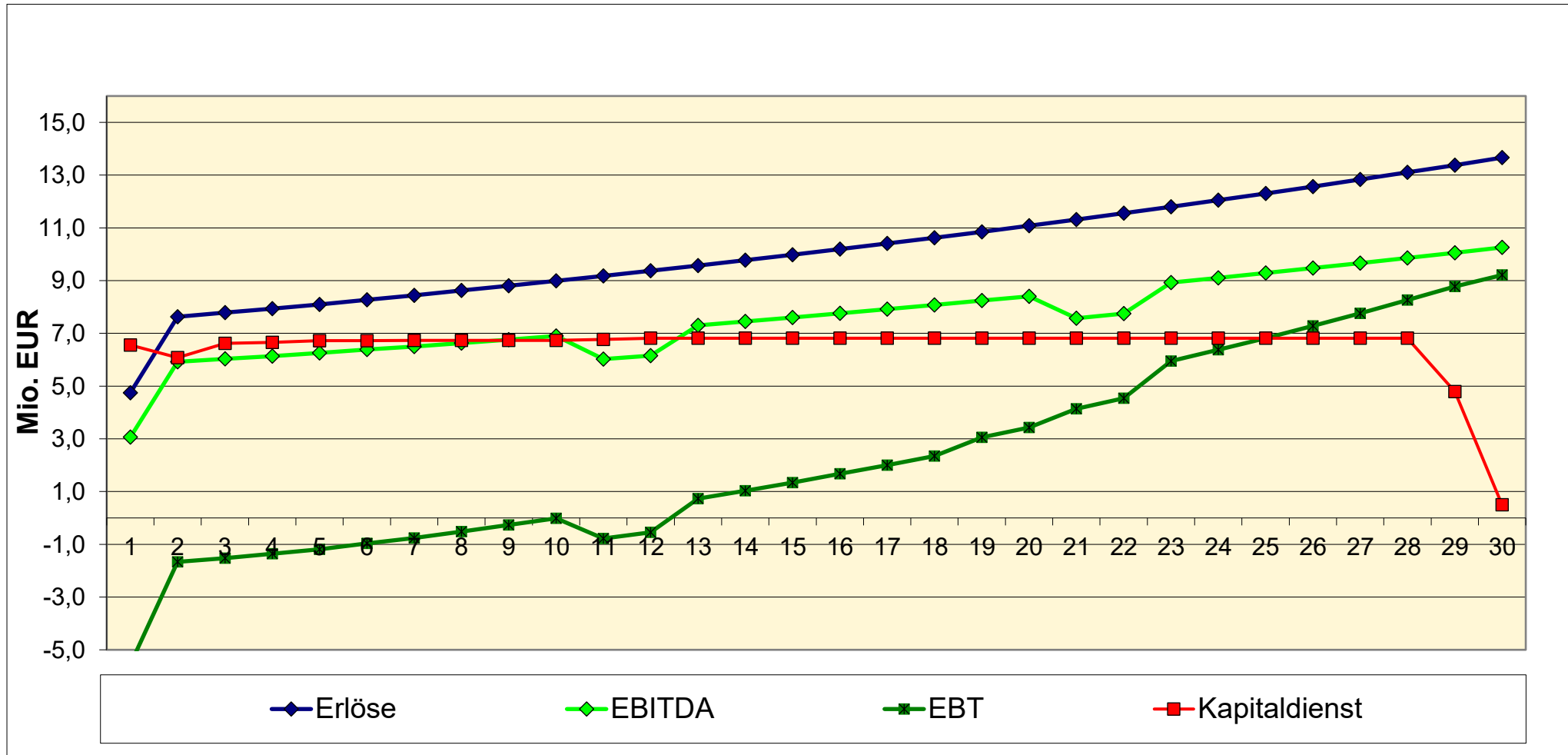
– Investitionsvolumen 123 Mio. EUR

– Finanzierungsvolumen 169 Mio. EUR
– davon Vorfinanzierung Fördermittel 38 Mio. EUR

Projekt (3) Szenario II - Aufwendungen



Projekt (3) Szenario II - Ertragsentwicklung (ohne Bauphase)





Projektsteckbrief (3) - Projekt Oberrheingraben Szenario III

Lage

- Oberrheingraben

Projektgegenstand

- Wärmeversorgung für eine Stadt und einen weiteren Großkunden
- Anschlussleistung 52 MW p.a. im Endausbau
- Wärmeabsatz 205 GWh p.a. im Endausbau
- Fördertemperatur 150 °C, Schüttung 70 l/s
- Thermische Leistung 23,8 MW je Dublette

Besonderheit

- Städtische Versorgung und zusätzlicher Großkunde
- kein Netzbau
- zwei Dubletten

Investitionsvolumen

- 93 Mio. EUR

Kennzahlen mit Fördermitteln

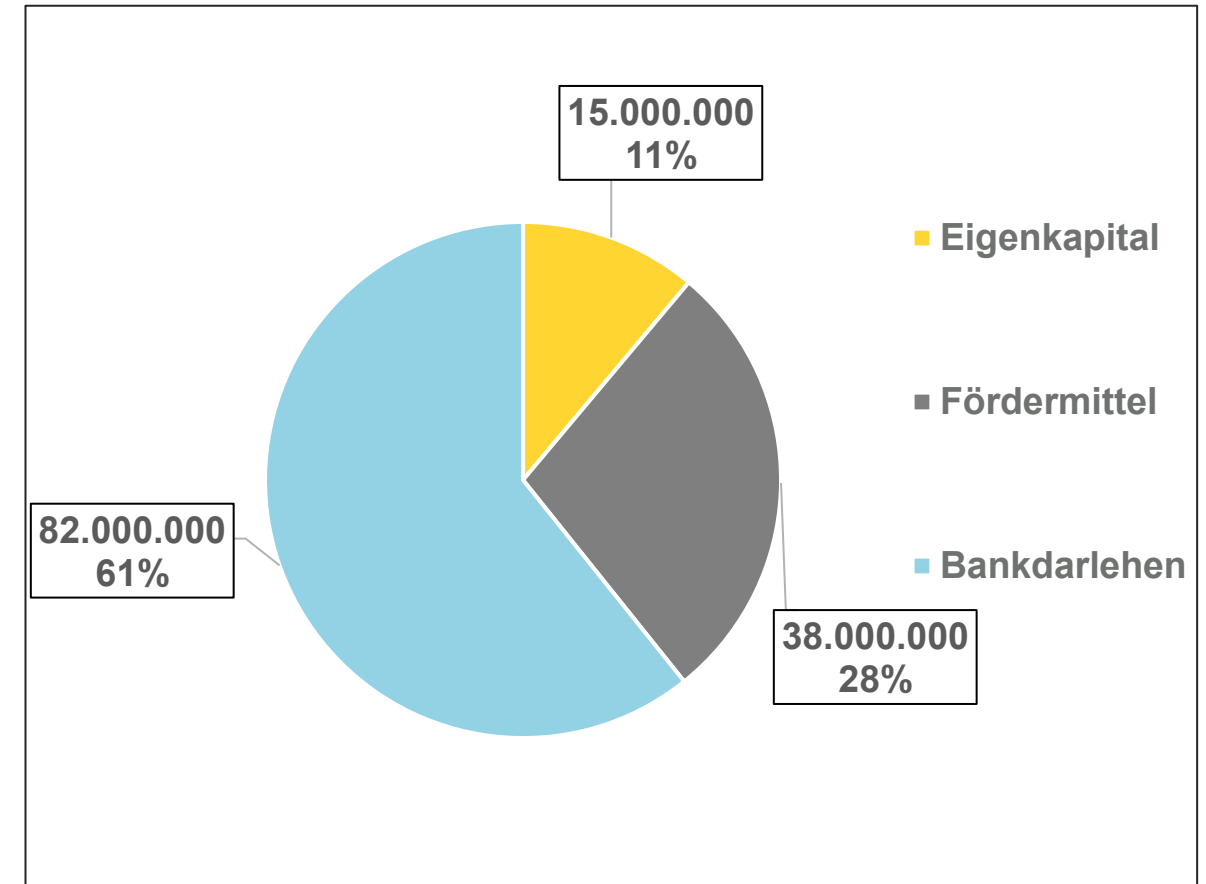
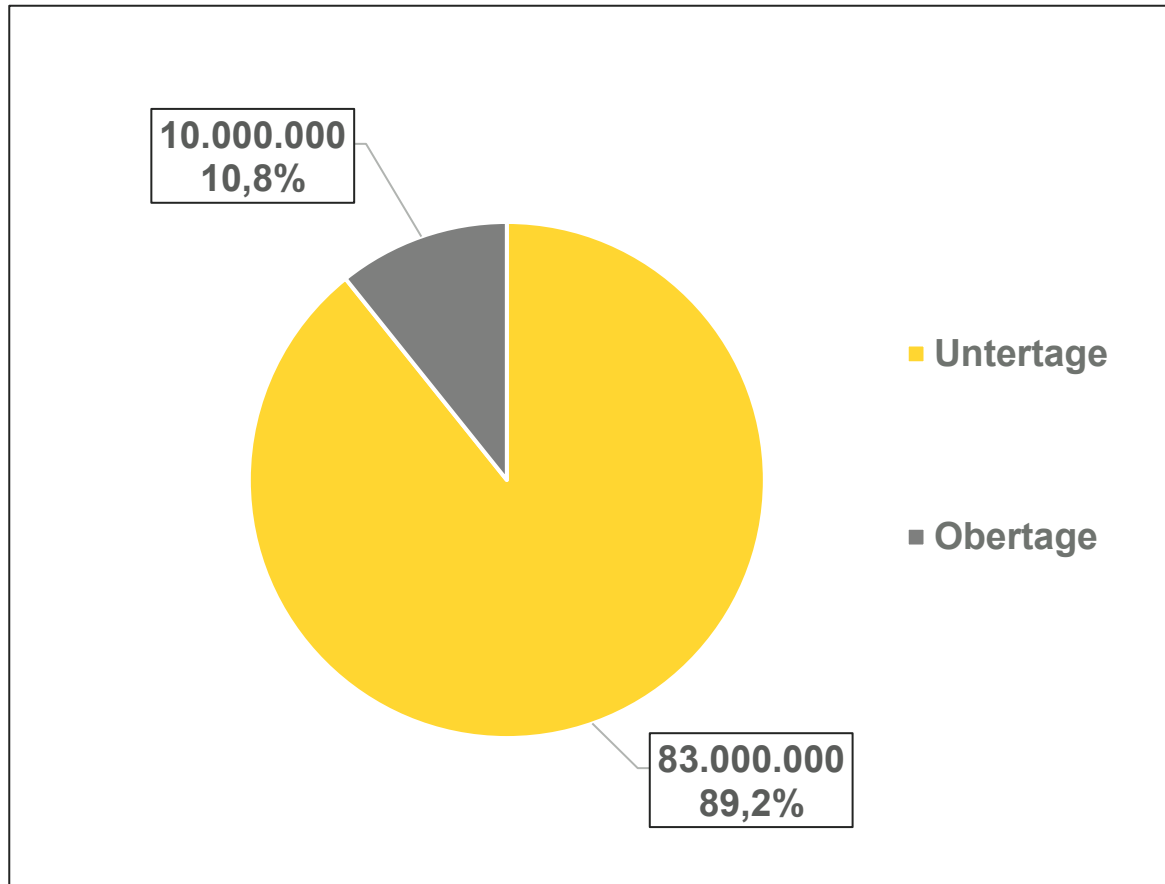
- IRR of FCF vor Steuern 8,9 %
- Ø DSCR 1,9
- Break-Even-Point im 3. Betriebsjahr

Kennzahlen ohne Fördermittel

- IRR of FCF vor Steuern 6,0 %
- Ø DSCR 1,2
- Break-Even-Point im 4. Betriebsjahr



Projekt (3) Szenario III - Investitionen und Finanzierung

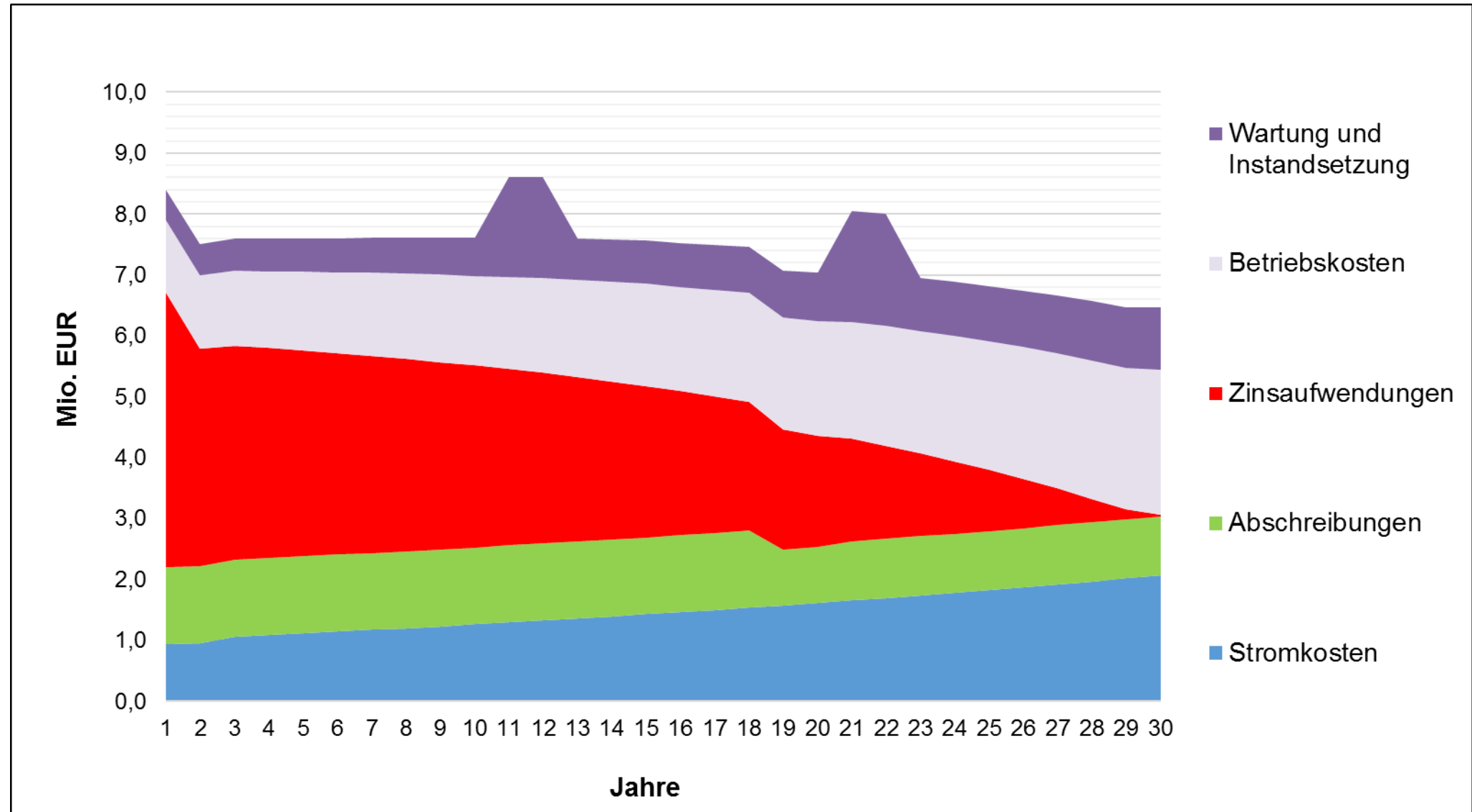


– Investitionsvolumen 93 Mio. EUR

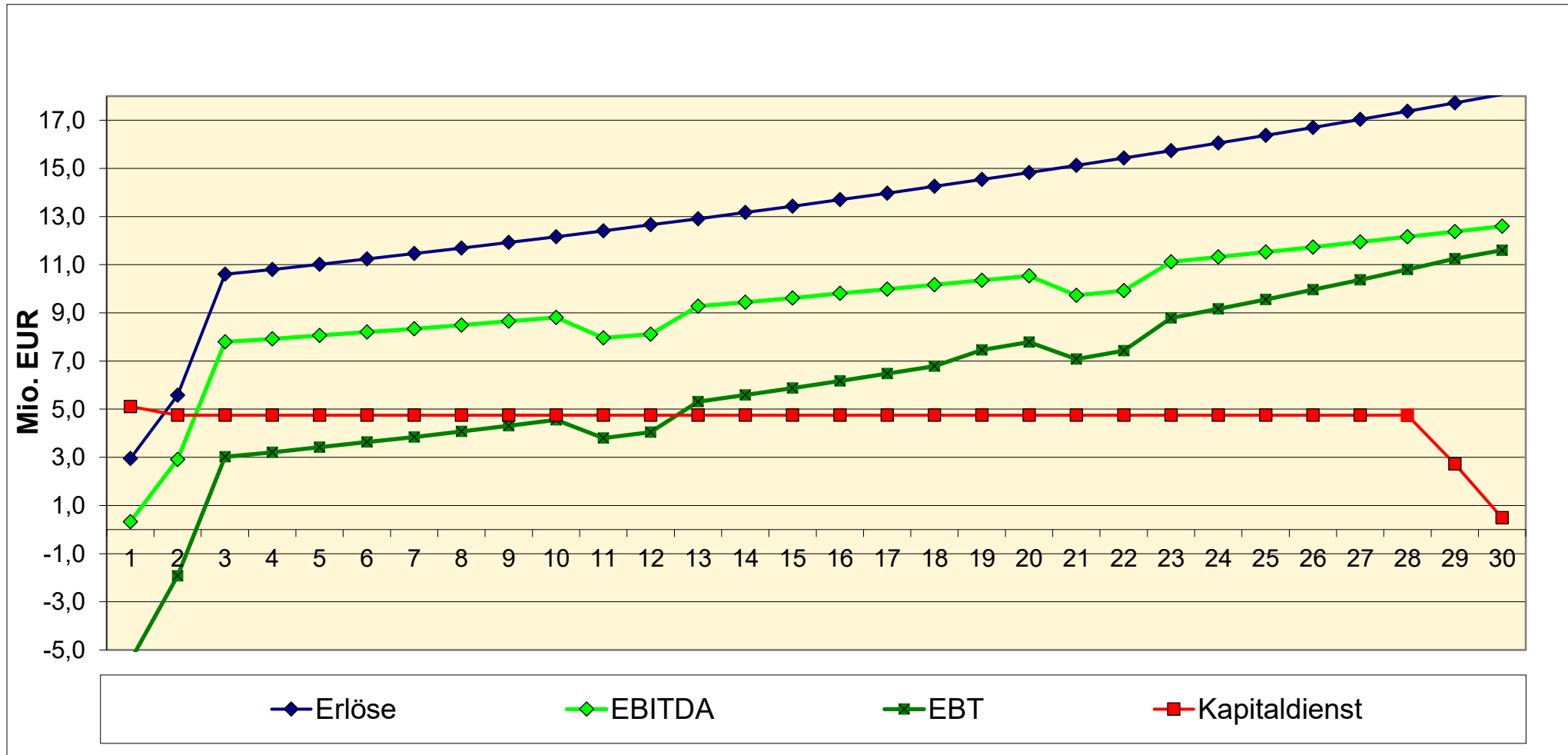
– Finanzierungsvolumen 135 Mio. EUR
– davon Vorfinanzierung Fördermittel 38 Mio. EUR



Projekt (3) Szenario III - Aufwendungen



Projekt (3) Szenario III - Ertragsentwicklung



VIII. Fazit: Jedes Projekt muss speziell kalkuliert werden



Das Financial Modeling von Wärmewende- / Fernwärmeprojekten ist die Basis jeder Projektprüfung. Das Modeling ist betriebswirtschaftlich/technisch komplex.

Nur wirtschaftliche Projekte, für die es eine Finanzierungsbereitschaft von Träger / Betreiber und Bank gibt, werden umgesetzt (Markttest). Damit entscheidet die Betriebswirtschaftslehre über den Erfolg der Wärmewende.

Es gibt keine einheitliche Definition von Wirtschaftlichkeit und „Finanzierbarkeit“ aus Betreibersicht (Eigenkapitalgeber) und Bankensicht (Fremdkapitalgeber).

Unterschiedliche Gewichtung und Bewertung der die Wirtschaftlichkeit beeinflussenden Faktoren je nach Projektzuschnitt und potenziellem Betreiber sowie den Anforderungen der finanzierenden Bank (Risikokriterien).

In jedem Fall muss die Rendite (IRR) über den Kapitalkosten (WACC) liegen und die Schuldendienstdeckung aus Bankensicht gewährleistet sein.

Rentabilität kann erarbeitet und muss gestaltet werden (Optimierungsprozess). Die Finanzierungsmöglichkeiten bestimmen den Projektzuschnitt.

Starkes kommunales Engagement / kommunale Trägerschaft erhöht die Umsetzungswahrscheinlichkeit (niedrigere Kapitalkosten!).



VII. Referenzen des SONNTAG Energie-Teams





Referenzprojekte Fernwärme / KWK / Geothermie

Inland

- IEP Pullach GmbH, Pullach (Fernwärme) - in Betrieb seit 2005 (www.iep-pullach.de)
- AFK Geothermie GmbH, Aschheim/Feldkirchen/Kirchheim (Fernwärme) - in Betrieb seit 2008 (www.afk-geothermie.de)
- GEOVOL Unterföhring GmbH, Unterföhring, (Fernwärme) - in Betrieb seit 2008 (www.geovol.de)
- EWG Garching GmbH & Co. KG, Garching b. München (Fernwärme) - in Betrieb seit 2012 (www.ewg-garching.de)
- Stadtwerke Waldkraiburg GmbH, Waldkraiburg (Fernwärme) - in Betrieb seit 2012 (www.waldkraiburg.de/de/fernwaermeversorgung-neu/)
- WVI Ismaning GmbH & Co. KG, Ismaning (Fernwärme) - in Betrieb seit 2013 (www.wvi.ismaning.de)
- Gemeindewerke Oberhaching GmbH, Oberhaching (Fernwärme) - in Betrieb seit 2013 (www.gemeindewerke-oberhaching.de)
- GeoEnergie Taufkirchen GmbH & Co. KG, Taufkirchen (Fernwärme/Strom) - in Betrieb seit 2013 (www.geoenergie-taufkirchen.de)
- Gemeindewerke Holzkirchen GmbH, Holzkirchen (Fernwärme/Strom) - in Betrieb seit 2018 / 2019 (www.gw-holzkirchen.de/de/Geothermie/)
- Silenos Energy GmbH & Co. KG, Köln (Strom) - in Betrieb seit 2021 (www.silenos-energy.com)
- Geoenergie Kirchweidach GmbH, Regensburg (Fernwärme/Strom) - in Betrieb seit 2021 (www.geoenergie-kirchweidach.de)
- GTU Unterschleißheim AG, Unterschleißheim (Fernwärme) - in Betrieb seit 2003 (www.unterschleissheim.de)
- Markt Bad Hindelang (Fernwärme) - in Betrieb seit 2024
- MTU Aero Engines AG, München (Nahwärme) - im Bau (www.mtu.de)
- Markt Altdorf, Altdorf (Fernwärme) - in der Planung
- HeideGeo GmbH & Co. KG, Munster (Fernwärme/Strom) - in der Planung
- Stadtwerke Bad Waldsee GmbH, Bad Waldsee (Fernwärme) - in der Planung
- Regionalwerk Chiemgau-Rupertiwinkel gKU, Kirchanschöring (Fernwärme) - in der Planung
- Stadtwerke Uelzen GmbH, Uelzen (Fernwärme) - in der Planung
- Gemeinde Haar (Fernwärme) - in der Planung
- Stadtwerke Germering, Germering (Fernwärme) - in der Planung
- geopfalz GmbH & Co. KG, Speyer (Fernwärme/Strom) - in der Planung (www.geopfalz.de)
- Gemeinde Planegg (Fernwärme) - in der Planung
- Due Diligence Prüfung von Geothermieprojekten u.a. für MVV Energie AG, RWE Innogy GmbH, Axpo AG, Stadt Geretsried, Hamburg



Wir bedanken uns für Ihre Aufmerksamkeit.

www.sonntag-partner.de

AUGSBURG	+49 821 570 58-0
MÜNCHEN	+49 89 255 44 34-0
ULM	+49 731 966 44-0
NÜRNBERG	+49 911 815 11-0

Sonntag & Partner
Partnerschaftsgesellschaft mbB
Wirtschaftsprüfer, Steuerberater, Rechtsanwälte



SONNTAG
Wirtschaftsprüfung. Steuer. Recht.

